

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
имени И.М. ГУБКИНА

Н. А. Ерёмин, И. К. Басниева
А. Н. Ерёмин, Т. С. Зиновкина
Валид Алали

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СИРИИ

Москва 2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
имени И. М. ГУБКИНА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

Н. А. Ерёмин, И. К. Басниева
А. Н. Ерёмин, Т. С. Зиновкина
Валид Алали

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СИРИИ

Учебное пособие

Москва 2021

УДК 553.98(569.1)+/622.276+622.279/.1/4(569.1)(075)

Г 36

Рецензенты:

А. Ф. Кемалов – заведующий кафедрой
высоковязких нефтей и природных битумов
Казанского (Приволжского) федерального университета

Т. Ш. Салаватов – член-корр. АН Азербайджана, д.т.н., профессор
заведующий кафедрой нефтегазовой инженерии
Азербайджанского государственного
университета нефти и промышленности

С. А. Жданов – д.т.н., профессор, советник генерального директора
АО «ВНИИнефть» имени академика А.П. Крылова

А. М. Хитров – к.г.-м.н., заместитель директора по науке ИПНГ РАН

**Ерёмин Н. А., Басниева И. К., Ерёмин А. Н.,
Зиновкина Т. С., Алали Валид**

Г 36 **Геология и разработка месторождений нефти и газа
Сирии: Учебное пособие.** – М.: Издательский центр РГУ
нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2021. – 185 с.

Учебное пособие подготовлено на основе курса лекций, прочитанных в России и Сирийской Арабской Республике в 1999–2021 гг. В книге изложена история создания, современное состояние ресурсной базы углеводородов, представлены основные проблемы разработки нефтегазовых месторождений и прогнозы применения инновационных нефтегазовых технологий на нефтяных и газовых месторождениях Сирии. Изложены базовые знания о геологии и разработке месторождений нефти и газа. Особое внимание уделено перспективам разработки шельфовых месторождений в Средиземном море. Исследованы пути повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа.

Книга может быть полезна и интересна не только нефтяникам и газовикам (инженерно-техническим работникам, преподавателям, менеджерам, экономистам, аспирантам, магистрантам, студентам, бакалаврам), но и специалистам в других областях науки и техники.

© Коллектив авторов, 2021

© РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина, 2021

Содержание

Введение	4
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	10
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	13
3. КРАТКАЯ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	26
4. ГЕОТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ.....	55
5. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	75
6. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ.....	145
7. ОЦЕНКА РИСКОВ ИНВЕСТИЦИЙ В СИРИЙСКУЮ НЕФТЕГАЗОВУЮ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ	159
Заключение.....	162
Литература.....	167
Указатель геологических и географических терминов и наименований.....	177

Введение

Сирийская арабская республика (САР) расположена в Азии вдоль восточного побережья Средиземного моря, имеет границы с Турцией, Ираком, Палестиной, Иорданией и Ливаном. Ландшафт республики разнообразен: это и морское побережье, и горы, леса и холмы, а также плодородные долины, равнины и степи. Мягкий и разнообразный средиземноморский климат, средняя температура лета +32 °С, зимы +10 °С, весны и осени +22 °С. Среди нефтегазодобывающих стран Ближнего и Среднего Востока Сирия по запасам нефти и газа занимает девятое место. До 2011 г. Сирийская Арабская Республика добывала около 30 млн. т нефти в год (свыше 80 тыс.т в сутки), однако, неблагоприятные политические события в Сирии разрушили эконо-мику страны и снизили годовую добычу нефти до 1 млн. т.

Доказанные остаточные запасы нефти оцениваются по данным ОПЕК и БП в 300 млн.т. Сирия обладает существенным потенциалом производства нефти и газа в мире. Запасы нефти Сирии составляют около 0,1 % мировых запасов, запасы газа – 0,3%. По разведанным запасам нефти Сирия занимает 33 место в мире, по запасам газа Сирия – на 36 месте. САР является одним из основных нефтегазодобывающих стран Средиземноморского региона. Извлекаемые запасы нефти Сирии по оценке ВР (2015 г.) составляют 350 млн. т. (или 2,5 млрд барр), извлекаемые запасы газа 250 млрд м³. Почти вся добываемая в Сирии нефть отправляется на экспорт; добываемый природный газ уходит на повторную закачку в нефтяные пласты для повышения нефте-отдачи, либо используется на ТЭС в качестве топлива.

Монопольное право на осуществление контроля над проведением поисково-разведочных работ и эксплуатацией месторождений принадлежит Сирийской Нефтяной Компании (SPC).

Сирия обладает существенным потенциалом производства нефти и газа в мире. Запасы нефти Сирии составляют около 0,1 % мировых запасов, запасы газа – 0,3%. По разведанным запасам нефти Сирия занимает 30 место в мире, по запасам газа Сирия – на 36 месте. Сирия является одной из основных нефтегазодобывающих стран Средиземноморского региона. Почти вся добываемая в Сирии нефть отправлялась на экспорт; добываемый природный газ уходил на повторную закачку в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи, либо использовался на ТЭС в качестве топлива.

Добыча нефти в Сирии осложнена рядом особенностей, вызванных специфическими свойствами нефти (около трети объема геологических запасов нефти составляют «тяжелые» нефти, а объем их добычи не превышает 10% объема всей нефти, добываемой в стране), наличием газовых шапок и т.д. События последних лет в Сирии так же создают временные препятствия для развития нефтегазовой отрасли страны. Перспективы частично разрушенной войной нефтегазовой отрасли связаны с полным переходом территории Сирии под контроль правительственных сил.

Сирия расположена в пределах нефтегазоносного бассейна Персидского залива – уникальной области концентрации нефти и газа. В геологическом строении Сирии можно выделить две нефтегазоносные провинции – Месопотамскую (прогиб на северо-востоке) и Аравийскую (северная окраина Аравийской платформы). Перспективные области Сирии с доказанной промышленной нефтегазоносностью – это северо-восточная переклираль Месопотамского прогиба; Евфратская синеклиза, осложненная Туаль-абба-Синжарской системой валообразных поднятий, и южная часть Алеппского поднятия. В осадочной толще установлено семь продуктивных толщ, связанных с отложениями палеозоя, мезозоя и палеогена-неогена. Основная часть нефтяных

месторождений приурочена к северо-восточной и восточной частям страны – Румеланской, Тишринской, Джебиссинской, Тайемской и Эль-Вардской нефтегазоносным зонам. Большая часть газовых месторождений расположена в Пальмирском нефтегазовом регионе. По некоторым оценкам извлекаемые ресурсы сланцевой нефти на суше составляют около 7 млрд м³. Сирийская часть Левантийского шельфового бассейна общей площадью 2190 км² обладает весьма значительными перспективными извлекаемыми ресурсами газа – 600–700 млрд м³ и нефти – 50 млн м³. Совокупность выполненных исследований показывает благоприятную перспективу обнаружения месторождений УВ как на континентальной части Сирии, так в пределах части Левантийского шельфа.

На территории Сирии было выявлено 115 месторождений нефти и газа. Эти месторождения размещаются в 5 суббассейнах: Месопотамском, Синджарском, Евфратском, Пальмирском и Алеппо-Ракка. Кроме того, ещё 5 суббассейнов (Эз-Завия, Хомский, Друзский, Рутба и Рауда) рассматриваются как возможно нефтегазоносные. Основными нефтеносными районами СНК являются: Румеланская группа месторождений (около 60–65% всей добычи СНК, основные месторождения в этой группе – Суэдия, Карачок, Румелан, Алиан); группа месторождений в районе Хассаке (около 30% добычи СНК, основные месторождения – Джибисса, Гбейбе, Ал-Хол, Тишрин). Это старые нефтеносные районы, которые разрабатываются с конца 60-х годов и начала 70-х годов. Разработка месторождений велась с привлечением советских специалистов. В настоящее время основные месторождения в этих районах находятся на завершающей стадии разработки, т.е. на стадии падения добычи нефти. Общий фонд пробуренных скважин в Сирии около 1700, из них в эксплуатации около 970 скважин. Фонд скважин старый (20–30 лет).

Коллекторские толщи, содержащие скопления углеводородов (УВ), на северо-востоке Сирии, распространены в отложениях среднего триаса (Курачине-Доломит), верхнего триаса (Бутма), верхнего мела (Массив, Шираниш). В разрезе коллекторские толщи, как правило, тяготеют к зонам размывов. Важнейшими коллекторами являются коллекторы формации Массив (верхний мел), на их долю приходится 52 % запасов УВ, открытых в Сирии. В разрезе триаса благоприятными коллекторскими свойствами обладают отложения формаций Курачине-Доломит, Бутма. Коллекторские толщи формации Курачине-Доломит (средний триас) пользуются наибольшим площадным развитием. К ним приурочены скопления УВ в Месопотамском суббассейне. Коллекторы сложены плотными доломитами, реже известняками. Тип коллектора порово-трещинный со значительным преобладанием трещинной компоненты. Средние значения пористости обычно не превышают 7%, проницаемость матрицы составляет менее 10 мД, однако, встречаются случаи замеров проницаемости, значительно превышающей указанные цифры, что обусловлено развитием зон трещиноватости. Коллекторы формации Бутма (верхний триас) развиты в Месопотамском суббассейне и представлены глинистыми доломитами. В подчиненном количестве присутствуют известняки. Тип коллектора порово-трещинный и трещинный. Средние значения пористости составляют 8%, проницаемости 90 мД. Наибольшее развитие коллекторские толщи имеют в меловой части разреза, к ним приурочено около 80% запасов УВ, обнаруженных в Сирии. Самыми продуктивными являются коллекторы формации Массив верхнего мела (сеноман-нижний кампан), основное развитие они имеют в Месопотамском суббассейне. Коллекторы представлены карбонатными морскими отложениями различного происхождения (хемогенного, биогенного, обломочного). Они характеризуются зна-

чительной фациальной изменчивостью как по площади, так и по разрезу.

По литологическому составу в коллекторской толще Массив выделяются три зоны (сверху вниз): А, В, С. Зона А представлена пористыми органогенными известняками, местами калькарени-тами; зона В – криптокристаллическими и органогенными известняками, зона С – в основном, доломитами. Наиболее полный разрез отмечается на востоке Месопотамского суббассейна. Здесь выделяются все три зоны, имеющие максимальную мощность на площадях Суэдия и Хамза (380 м). Значительное сокращение разреза наблюдается к северу от Суэдия, где на большей части площади Карачок размыты отложения зоны А и частично зоны В. Сокращение разреза наблюдается также на месторождениях Румелан и Алиан, за счет размыва верхней части зоны А. К западу и югу от месторождения Алиан зона А полностью выпадает из разреза и коллекторская толща формации Массив на месторождениях Бадран, Саид, Хурбет представлена зонами В и С. В целом для формации Массив характерен порово-кавернозно-трещинный тип коллектора. Емкостные и фильтрационные свойства обеспечивают пустоты разного происхождения. К первичным пустотам относятся межзерновые и межформенные (в органогенных известняках) поры, а также пустоты диагенетической перекристаллизации. Вторичная пустотность представлена порами выщелачивания, кавернами и трещинами. В зоне А в основном развита кавернозность, в зоне В+С – трещиноватость. Средние значения первичной пористости по зоне А изменяются в пределах 10,2–15,7%, вторичной – 0,6–0,8%; по зоне В+С соответственно 9,1–12,9% и 0,75–1,9%. Повышенные значения пористости и эффективной мощности приурочены к сводам, пониженные – к периферическим частям поднятий.

В верхней части мелового разреза хорошими коллекторскими

свойствами обладают карбонатные пласты формации Шираниш (верхний кампан-маастрихт). Отложения этой формации на большей части территории Сирии являются основной нефтематеринской толщей. Кроме того, они выполняют роль флюидоупора. В Месопотамском суббассейне отложения Шираниш являются одновременно и нефтегазосодержащими. Коллекторы формации Шираниш представлены, в основном, известняками с подчиненным значением доломитов и мергелей, их формирование связано с максимальным развитием трансгрессии в условиях глубокого моря. Палеогеографические условия в морском бассейне неоднородны, что обусловило сложную картину распространения коллекторов Шираниш по площади, они образуют узкие протяженные зоны, напоминающие в плане рисунок речной сети. Коллекторы Шираниш относятся к порово-трещинному типу. Они имеют высокопористую проницаемую матрицу со средней пористостью 20% при колебаниях значений от 1–2 до 33–38%; отмечается наличие вторичной пористости от долей до 3–4%. Проницаемость колеблется от 30 до 183 мД, в среднем составляет 70 мД (при наличии трещиноватости она увеличивается до 600–700 мД).

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Сирия расположена в Азии вдоль восточного побережья Средиземного моря. Протяженность морской границы 180 км, Сирия граничит с Турцией, Ираком, Палестиной, Иорданией, Израилем и Ливаном. Официальное название: Сирийская Арабская Республика (САР), столица – Дамаск. Площадь Сирии 185 тыс. км. Ландшафт республики очень разнообразен: это и морское побережье, и горы, леса и холмы, а также плодородные долины, равнины и степи. Мягкий и разнообразный средиземно-морской климат, средняя температура лета +32 °С, зимы +10 °С, весны и осени +22 °С. Национальная валюта – сирийский фунт (другое название лира) поделен на 100 пиастров.

Структура управления нефтегазовыми компаниями представлена на схеме (рис. 1.1). Сирийская нефтяная Компания (СНК) является государственной Компанией. Она принимает долевое участие в других крупных компаниях Сирии с иностранным участием: Эль-Фуратской нефтяной компании и Дейр-Эр-Зорской нефтяной компании.



Рис. 1.1. Структура управления нефтегазовыми компаниями

В 1968 г. Сирийская Арабская Республика вошла в число нефтедобывающих стран Ближнего и Среднего Востока. Это произошло после ввода в эксплуатацию месторождения Суэдия. Изучение геологического строения территории Сирии значительно расширило перспективы этого региона для поиска нефти и газа. Наиболее перспективны южная и центральная части платформенного склона, в том числе, территория Сирийской пустыни, Приевфратский прогиб, Дейрздорское поднятие и на севере – склоны Алеппского плато. На территории Сирии были проведены разнообразные геолого-геофизические работы, но до недавнего времени эта страна являлась одной из наименее изученных на Ближнем Востоке, хотя в настоящее время почти вся ее территория покрыта сетью сейсмических профилей и глубоким бурением для поиска месторождений нефти и газа. В результате изучения многие площади оказались неперспективными, что связано с особенностями геологического строения, в частности, стратиграфии, тектоники, истории развития осадочного мезокайнозойского комплекса пород территории, а также неясностью соотношения поверхностных и погребенных структур. До сих пор северо-восток Сирии недостаточно изучен, но по оценкам экспертов, северо-восток Сирии – это область со значительными нефтяными ресурсами, которая продолжает оставаться центром для активной разведки.

Северо-восточные месторождения, разрабатываемые СНК, (структура лицензионных блоков приведена на рис. 1.2) дают значительную часть добычи нефти. Исторически, эта область Сирии была основным регионом добычи углеводородов, хотя Евфратовский грабен в настоящее время оценивается как область с большим потенциальным объемом углеводородов (это область действия Эль-Фуратской нефтяной и Дейр-Эз-Зорской нефтяной компаний).

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Основная часть территории Сирии входит в (НГБ) Арабского залива. Узкая полоса побережья Средиземного моря с прилегающим шельфом относится к Восточно-Средиземноморскому НГБ. В его сирийской части месторождений нефти и газа пока не обнаружено, хотя выявлен ряд перспективных структур. Шельф Сирии (см. рис. 6.8–6.10) относится к Левантийскому нефтегазоносному мегабассейну, который охватывает одноименную глубоководную впадину и ее южный шельф. Мощность осадочной толщи этого мегабассейна достигает 12–16 км (в т.ч. 2–3 км палеозойских отложений, 5–7 км мезозойских и 3–5 км кайнозойских).

По данным геологической съемки и геофизическим исследованиям на территории северной части Аравийской платформы и Месопотамского прогиба выделено большое количество локальных структур и валлообразных поднятий, представляющих интерес для поисков и разведки нефтяных и газовых залежей. Строение локальных структур Сирии имеет характерные черты: на севере они имеют линейный тип с большими углами падения на крыльях, достигающих 45° (месторождение Карачок), часто с надвинутыми северными крыльями, а по мере удаления на юг складки постепенно приобретают облик брахиантиклиналей с углами падения $5\text{--}10^\circ$. На территории Сирийской пустыни все структуры имеют характер платформы с углами падения $1\text{--}5^\circ$ и размером до 100 км. Что касается регионального расположения, Сирия находится в пределах краевой части Аравийской платформы и характеризуется глубоким погружением поверхности фундамента, а так же наличием перспективного разреза осадочной толщи. Породы палеозоя и мезозоя состоят из сложенных известняков, доломитов, песчаников, которые обладают характе-

ристиками коллекторов, чередуются непроницаемыми породами, и в свою очередь, могут служить надежными покрышками (ангидриты, гипсы, каменная соль, аргиллиты, мергели, глины и сланцы). В Леванте, к северу от залива Акаба, находятся два параллельных поднятия, сложенные мезозойскими и частично кайнозойскими породами. Они разделены узкой грабенообразной депрессией, продолжающейся в Турцию. Породы докембрия и палеозоя обнажаются в южной рифтовой части. Западное поднятие простирается от Синая через Палестину, Ливан и западную Сирию, упираясь в цепи Тавра. Восточное поднятие располагается на западной части Трансиордании и Антиливана, и в дальнейшем теряет свою выраженность и переходит в изометричное плато. Сбросы северо-восточного простирания, пересекающие Сирийскую дугу, образуют ее восточный борт в окрестностях Дамаска. Эти Ливантийские поднятия и рифовые зоны образовались в результате неогеновых вертикальных движений и латерального перемещения одной из сторон рифта. В северо-восточной Сирии (см. рис 2.1) обнаружены нижне-юрские и триасовые залежи тяжелой нефти и конденсата, что указывает на более раннее появление условий, благоприятных для генерации и аккумуляции нефти на этой территории.

Нефть в Сирии была открыта в 1956 г., добыча ее началась в 1968 г. Первое месторождение Карачок открыто компанией «Менхолл», и содержит нефть (плотность 0,922) в «массивных известняках» сеноман-туронского возраста. Залежь легкой нефти промышленного значения открыта в нижележащих нижнеюрских известняках свиты Бутма. Месторождение Суэдия (открыто компанией «Джеман Кокордия», субсидируемой «Дейч Эрдоль») представляет собой обширную структуру, расположенную южнее месторождения Карачок. Продуктивными являются массивные известняки. Средняя плотность нефти 0,882. Месторождение Ру-

мелан открыто Сирийской нефтяной компанией. Залежь нефти (плотность 0,916) выявлены в массивных известняках, и легкая нефть, и конденсат обнаружены в триасовых известняках свиты Курачине. Структура расположена к западу от Суэдия на единой структурной оси. На структуре Хурбет, выявленной в 35 км к юго-западу от Суэдия, также обнаружена нефть в отложениях триасовой свиты Курачине.

Относительное обилие терригенного материала частично способствовало формированию кайнозойских газовых месторождений, а в нижележащих горизонтальных отложениях найдена нефть. В северо-восточной Сирии можно выделить (по Данигтону [6]) три участка: «покровную зону», «складчатую зону» и «нескладчатую область» (рис 2.1). Все старые нефтяные месторождения Сирии приурочены к антиклинальным складкам в пределах «складчатой зоны». Северо-восточные месторождения нефти и газа приурочены к Месопотамскому краевому прогибу.

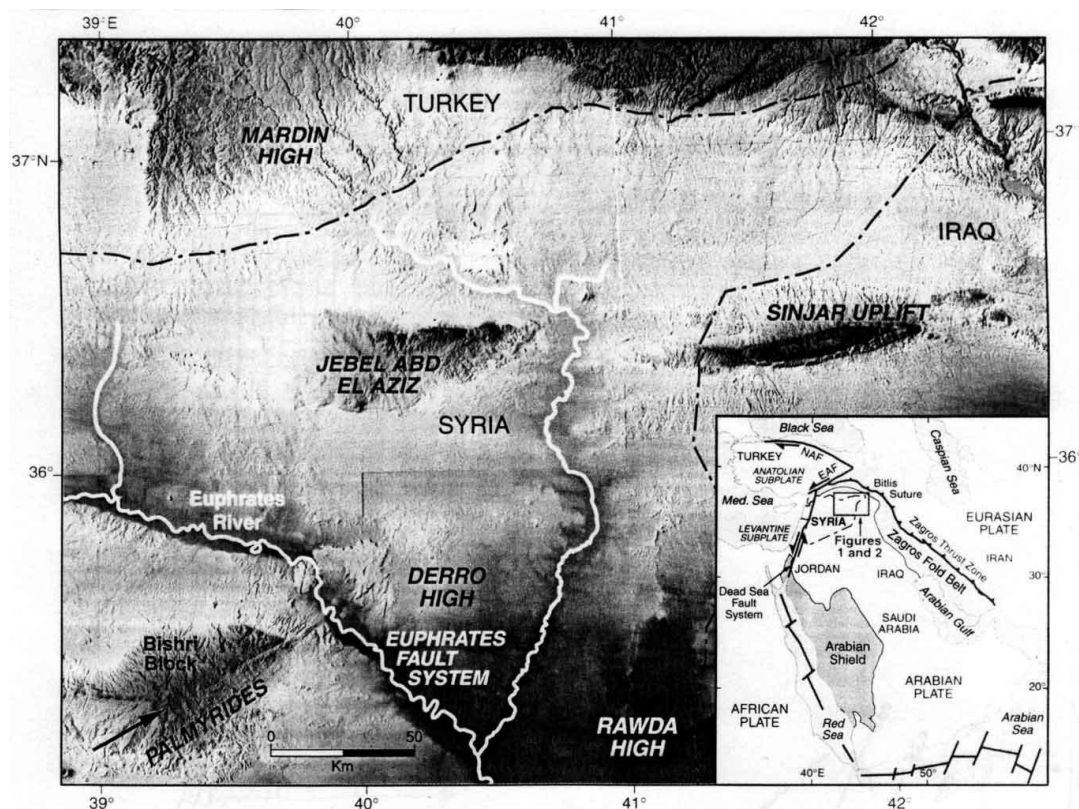


Рис. 2.1. Топографический снимок северо-восточной части Сирии [GeoArabia, 1999, V 4, N 3, с. 289–318]

Из числа открытых месторождений наиболее крупными являются Суэдия, Румелан, Джебисса, Карачок. Продуктивными горизонтами являются, в основном, рифогенные известняки верхнего мела («массивный известняк») и карбонатные породы верхнего триаса (свита Курачине), нижней юры (свита Бутма) и миоцена (свита Джерибе). Глубина залегания продуктивных пластов в отложениях верхнего триаса 3000–3500, нижней юры – 2650–3000, верхнего мела – 1700–2800, миоцена – 550–650 м. Нефти верхнемеловых и миоценовых отложений тяжелые (0,905–0,940) и высокосернистые (3,9–4,8 %); в верхнетриасовых и нижнеюрских породах – более легкие (0,893) и менее сернистые (0,62–0,93 %). Содержание твердых парафинов в нефтях невелико (1,2–4,7 %).

Перспективы открытия новых месторождений связываются как с Месопотамским прогибом, где располагаются все выявленные месторождения, так и с Приевфратской и Хомской впадинами и со склонами Дейр-Эз-Зорского и Алеппского поднятий. Для последних областей характерно достаточно глубокое (2–5 км) залегание фундамента, присутствие в разрезе осадочной толщи пород-коллекторов-карбонатные отложения мезозоя и кайнозоя, терригенные отложения палеозоя и флюидоупоров – ангидриты, гипсы, глины, сланцы. В глубоких скважинах, пробуренных в этих районах, установлены многочисленные нефтегазопоявления. В ряде мест отмечено поверхностное проявление в виде битумов.

Начало серьезных геологических исследований в Сирии приходится на середину XX века. Начиная с 1910 г., мелкие иностранные компании, без необходимого геологического изучения территории страны, занимались бурением одиночных мелких скважин вблизи выходов битумов в поисках нефтяных месторождений, результаты таких поисков дали отрицательный ре-

зультат. В 1948 году силами одной геологоразведочной партии Сирийской нефтяной компании начались сейсморазведочные работы в Сирии по договору с американской компанией Роберта Рея. В 1956–60 гг. сейсмические работы МОВ (метод отраженных волн) проводились силами геофизической фирмы «Пракла» по заказу Западно-Германской компании «Конкордия» на восточной и северо-восточной территориях. В результате их работы были отмечены следующие антиклинальные структуры: Эль-Барде, Эль-Буаб, Гбейбе, Гуна, Джебисса, Туэман, Суэдия, Камышли, разбитые многочисленными сбросами, где была проведена глубокая разведка, которая позволила найти нефть в Суэдии. В это же время, на площадях Карачок и Румелан (северо-восток Сирии), сейсмическую съемку проводила американская компания «Роберта Рея». Была выявлена Карачокская антиклинальная складка, длина ее составляла 37 км и намечена погребенная структура Румелан (5×11 км).

Для изучения геологического строения территории Сирии использовались различные виды исследований: магнитометрия, гравиметрия, сейсморазведка (метод отраженных волн МОВ и корреляционный метод преломленных волн КМПВ), метод общей глубинной точки (МОГТ). В районе Джебисса-Шейх Ждид в 1971 г. и в 1973 г. алжирская партия произвела сейсмические исследования МОВ и МОГТ. Результатом этих работ стало картирование структур Джебисса, Гуна и Гбейбе. В 1975 г. в результате проведения работ северо-западнее от Джебиссы закартирована структура Сухне, а на северо-востоке от структуры Гуна выявлена структура Хассу. Юго-западнее структуры Джебисса отмечено два поднятия, которые, возможно, представляют собой единую структуру, требующую детализации. Выявлены два антиклинальных прогиба – один южнее структуры Хассу и второй восточнее структуры Гбейбе, они, возможно, представляют собой

западные переклинные структуры, их сводные части остались незакартированными. В 1971 г. проводились работы на Алеппском поднятии в районе Эль Габ, где выявлено ряд поднятий, которые представляют интерес для дальнейшего исследования структуры Халиса и Кур Калбин. В том же году на северо-востоке Сирии в районе Алиана закартирована структура широтного залегания, состоящая из двух обособленных поднятий.

Большие сейсморазведочные работы проводились в 1971–73 гг. на юге Сирии в районах Мура и Мурабаа, которые подтвердили наличие здесь крупной палеозойской структуры Тенф, кроме этого, подтверждены глубинные региональные нарушения Алаб Харм и Ваар Акфан и выявлено ряд приподнятых зон. На Алеппском поднятии в 1972–73 гг. закартировано большое количество структур в районе Исрия: Хансер, Исрия, Хабари, Джавар, Хрейбе и другие.

В 1972 г. на востоке страны на площади Маркада закартированы структуры Маркада и Терм, на площади Масскана выявлено несколько поднятий, нуждающихся в детализации. В этом же году велись работы на севере, на площади Эффенди, они продолжались и в 1973 г. и выявили структуру Сфаия и ряд небольших поднятий.

В 1973 г. работы в районе Тарамиш подтвердили наличие поднятия, расположенного на юго-востоке структуры Деррик и севернее Карачока. Тогда же закартированы структура Максар и семь небольших поднятий на западе г. Ракка. Сейсморазведочной партией Сирийской нефтяной компанией в 1972–73 гг. изучалась структурно-тектоническая поверхность кристаллического фундамента. Под руководством специалистов «Техноэкспорта» СССР осуществлена региональная сейсмическая съемка корреляционным методом преломленных волн (КМПВ) на территории Сирии площадью более 145 тыс. км². В результате выполненных работ

установлена глубина залегания фундамента, он кристаллический, сильно дислоцирован, и имеет блоковое строение; установлены границы отдельных структурно-тектонических зон, трассировавших ранее по информации гравиметрической, аэромагнитной и геологической съемок. Палеозойский структурный план, в основных чертах, схож со структурным планом по фундаменту, тогда как мезозойский комплекс осадков дислоцирован без закономерной связи со структурным планом фундамента и отложений палеозоя. В 1973–74 гг. работы МОГТ на юго-востоке Сирии в районе Абу-Камаль-Рауда выявили моноклинальное погружение отражающих горизонтов в северо-западном направлении. На моноклинали отмечено ряд небольших малоамплитудных поднятий.

В 1974–75 гг. сейсмические исследования МОГТ проводились на юго-востоке Сирии на площади Слуби-Абу-Камаль двумя французскими партиями. Они подтвердили существование крупной палеозойской структуры Свааба, которая была выявлена ранее КМПВ, в южной части Евфратской впадины выявлено валообразное поднятие Слуби. Небольшие структуры Эль-Хор и Файдаят были незначительны по амплитуде. Структура Сарем разбита на блоки тектоническими разломами, кроме этого, не подтвердилась намеченная ранее по геологической съемке структура Увэред. Подтвердились разломы Алаб и Файдаят в южной части Евфратской впадины, они представлены в виде сложного грабена.

С 1976 г. и по настоящее время для ускорения поисково-разведочных работ с применением современных достижений техники, заключались контракты с иностранными компаниями: Крипто, Шеврон, Маратон, Тоталь, Эльф, Оксидентал. Это позволило выявить несколько погруженных структур, осложняющих строение Евфратской впадины. На доступных для бурения глубинах моря не выявлено перспективных структур.

В 1976 г. сейсморазведочные работы проводились на северо-востоке страны, в северной части Евфратской впадины и в Хомской впадине. В районе Алян-Хербет уточнено строение структур небольших размеров: Бадран, Тель Шийр и других. На севере Евфратской впадины были выявлены структуры Джуб Гаем, Джуб Абяд, Бир Джассем и другие уточнено строение структур Маскане, Хрейбе и др.

В Хомской впадине выявлено увеличение мощности отложений мезозоя по направлению к Пальмирской складчатой зоне и несколько антиклинальных перегибов.

Несмотря на внушительный объем проведенных сейсморазведочных работ, значительная часть Сирии остается мало изученной.

Поисково-разведочное бурение

На рисунке 2.2 показана схема размещения поисково-разведочных скважин в Сирии.

На территории САР глубокие скважины, в основном, сосредоточены в пределах северо-восточной части страны, из которых только одна скважина Маркада – 101 достигает глубины 5 000 м, однако и она не достигает фундамента.

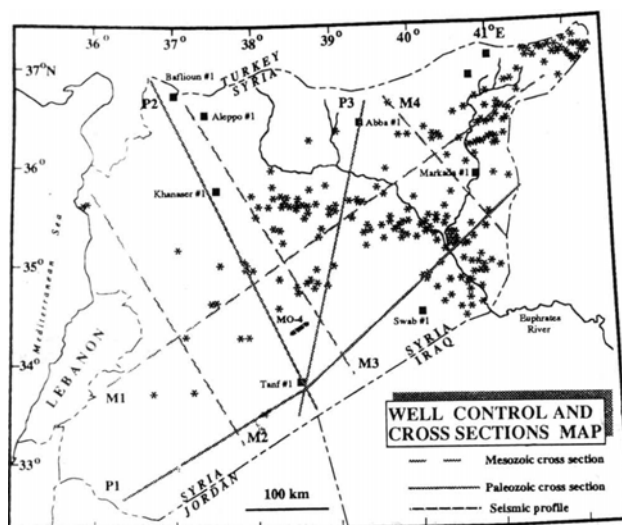


Рис. 2.2 Схема размещения поисковых и разведочных скважин на территории Сирии

В 1939 г. впервые в Сирии начато глубокое поисково-разведочное бурение силами Иракской нефтяной компании, которая в западной части структуры Джебисса пробурила скважину Джебисса-1, где в отложениях среднего миоцена (свита нижний фарс) на глубине 328 м, были найдены признаки нефти, а на глубине 492 м – следы нефти и газа в известняках свиты Джерибе, откуда был получен сухой газ с дебитом 50 тыс. м³.

На площади Карачок в 1956–1958 гг. пробурено 6 скважин и найдено нефтяное месторождение в отложениях верхнего мела. В дальнейшем разведочное бурение осуществлялось Генеральным нефтяным управлением Сирии. Из 6 пробуренных им скважин, 4 оказались продуктивными. В 1956–1961 гг. компанией «Конкордия» пробурены скважины Суэдия 1, 2, 3, 4, 5, где были открыты газонефтяные залежи в отложениях триаса и верхнего мела. В 1962 г. на юго-западе, в 12 км от Карачока, пробурена глубокая скважина №1 и открыто, в отложениях верхнего триаса и верхнего мела, нефтяное месторождение Румелан. В 1963 г. в 40 км к юго-западу от месторождения Карачок первой скважиной открыто нефтяное месторождение Хурбет в отложениях верхнего триаса. В этом же году, при исследовании юго-восточной части структуры Карачок, найдена новая нефтяная площадь Хамза. В 1965 г. было открыто месторождение Деррик в отложениях верхнего мела, находящееся в 10 км к северу от Карачока. В 1966 г. почти полностью закончена разведка залежи свиты «Массивный-известняк» верхнего мела на месторождении Карачок. В 1967 г. началось эксплуатационное бурение залежи свиты на месторождении Суэдия при технической помощи Советского Союза, что позволило уже 1 мая 1968 г. ввести ее в промышленную эксплуатацию.

В 1969 г. была закончена бурением скважина Сухне, которая заложена по данным сейсморазведки в своде одноименного

поднятия в пределах Южно-Пальмирской зоны. Эта скважина позволила вскрыть отложения верхнего и нижнего мела, юры, пермо-триаса и карбона. Из интервалов 1447–1450 м и 1470–1480 м, представленных известняками и доломитами нижней юры, был получен приток сухого газа. Дебит газа не замерялся, но по расчетам он составил около 350 тыс.м³/сутки. В июне 1970 г. из отложений триаса испытателем пластов получен промышленный приток нефти из скважины Джебисса-5, бурение которой было начато в 1968г. В 1972–74 гг. выявлены залежи нефти в отложениях пачек Шираниш и в массиве структуры Алиан, получены промышленные притоки нефти из пачки Чилоу на структурах Гуна и Гбейбе. В 1973–76 гг. пробурили глубокие разведочные скважины в палеозойских отложениях Алеппского плато (структура Ханасер), в Сирийской пустыне на склоне поднятия Рутба (структура Маркада); заслуживающих внимания притоков нефти и газа не обнаружено.

Основные объемы разведочного бурения сосредоточены на северо-востоке страны, где выявлено ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений, на которых установлена нефтегазоносность пачек Джерибе, Чилоу, Шираниш, Массивный известняк, Бутма и Курачине. На оставшейся территории пробурены одиночные скважины в различных тектонических элементах и выявлены признаки нефти и газа в отложениях мезокайнозоя, но промышленных залежей не выявлено. В 1970–80-х гг. продолжается разведка месторождений Джебисса, Тишрина, Маркада, а также возобновлены разведочные работы на месторождениях Дерро и Гбейбе (см. рис. 2.3). Вводятся в глубокую разведку новые площади: Эль-Холь, Салхиа и Бадран в северо-восточной части Сирии и площадь Хабари на западе страны. На площади Хабари, расположенной на восточном склоне Алеппского поднятия, пробурено 4 скважины. В скважине № 2 пачки Гуна (нижний

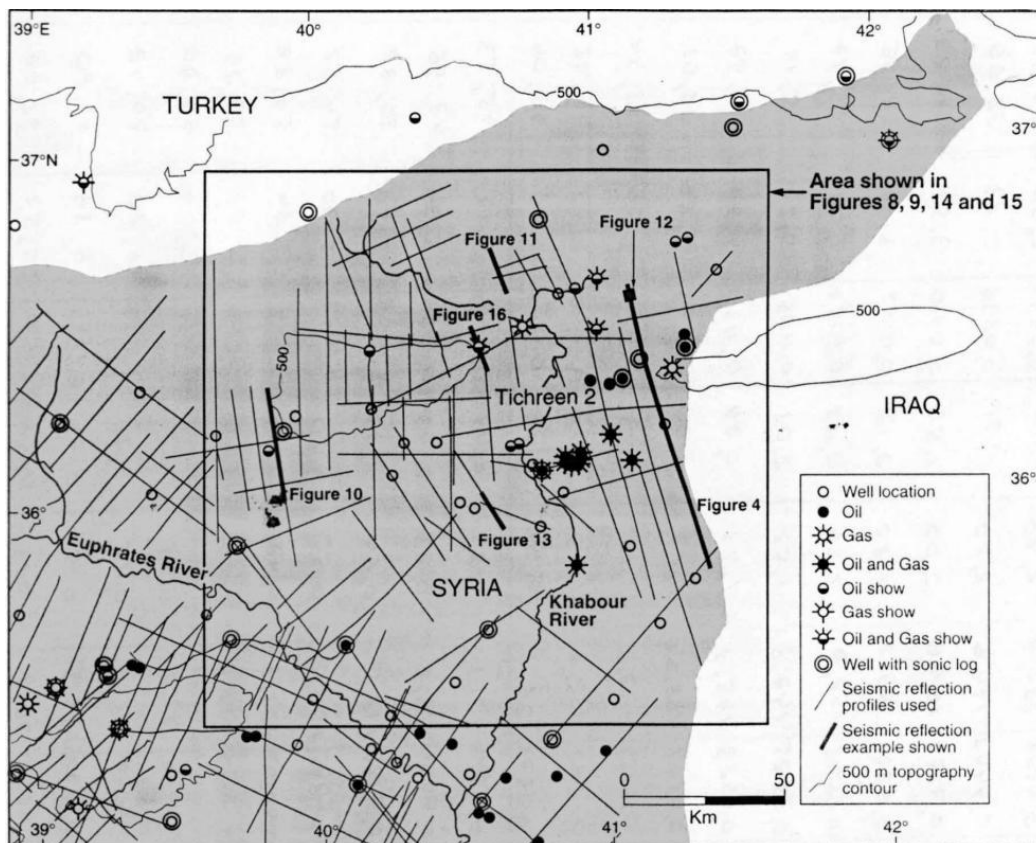


Рис. 2.3. Схема местоположения разведочных скважин и сейсмических профилей в Синжарской области северо-востока Сирии

мел-юра) после кислотной обработки и снижения уровня, был получен приток нефти с водой. Это значительно расширило имеющиеся представления о распространении нефти на территории Евфратской впадины. На площади Тишрин при апробировании пачки Джаддала в скважине № 2 был получен приток нефти до 450 м³ в сутки. На площади Салхия при апробировании пачки Чилоу получен промышленный приток нефти и газа. На площади Бадран поднят нефтенасыщенный керн из пачек Шираниш и Массив. На площади Сиромы поднят керн из пачки Чилоу. Поисково-разведочное бурение в районе Евфратской впадины производится там, где было установлено существование локальных погребенных структур: Сиром, Эль-Фурат, Рассафа, Киннан, Ахмар, Хамра, Тасейм, Грета, Аш Шола, Омар, Бугрус, Джидо, Лейл, Нишан, Шахель, Аталла и др. Основное внимание уделяется нефтегазоносному горизонту Рутба (рис. 2.4).

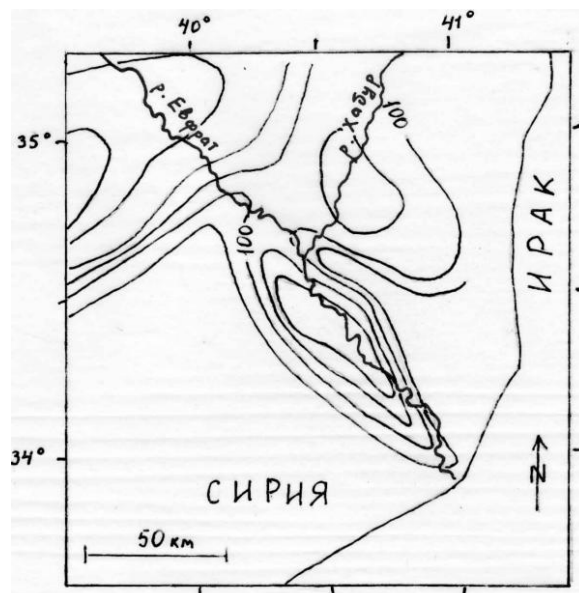


Рис. 2.4. Карта изопакит основного нефтегазоносного горизонта Рутба (нижний мел) в Евфратской грабеновой системе

Таблица 2.1

Размещение Сирийских месторождений нефти и газа в стратиграфическом разрезе НГБ Арабского залива.

Группа	Система	Отдел	Месторождения, год открытия					
			Румелан	Хамза	Карачок	Суэдия	Хурбет	Джебисса
			1962	1962	1956	1959	1963	1958
Кайнозойская	Четвертичная							
	Неогеновая	Плиоцен						
		Миоцен						•
	Палеогеновая	Олигоцен						
Мезозойская		Эоцен						
		Палеоцен						
	Меловая	Верхний	•	•	•	•		
		Нижний						
	Юрская							
	Триасовая		•			•	•	•
Палеозой								
Докембрий								

В пределах территории Сирии были проведены геолого-разведочные исследования в больших объемах, но многие вопросы остались открытыми и требуют более детальной обработки фактического материала, накопленного местными и иностранными компаниями.

3. КРАТКАЯ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Имеющиеся данные по развитию отложений ордовика и силура в пределах Сирии и соседних с ней странах позволяют предположить, что они широко распространены на севере и востоке страны, причем представлены они, в основном, в морских фациях. Наибольший интерес как породы-коллекторы эти отложения представляют в восточной части страны, в районе Дейр-Эз-Зорского поднятия, где они были вскрыты скважиной Клейсия-1. В процессе бурения этой скважины при проходке пород ордовика отмечены признаки газопроявления. Другой важный момент исследуемых отложений, это характерная битуминозность силурийских сланцев, которая была отмечена в юго-восточных районах Турции. Это позволяет считать их нефтематеринскими породами. Обобщенная литостратиграфическая колонка для северо-восточной и восточной частей Сирии показана на рис. 3.1.

Взаимоотношение пород третичного возраста на северо-востоке Сирии и севере Ирака представлена на рис. 3.2. Последовательная организация и синтетическая стратиграфическая колонка для перми-голоцена севера Ирака приводится на рис. 3.3.

Отложения палеозоя вскрыты весьма ограниченным числом скважин и их нефтегазоносность изучена явно недостаточно, но полученные данные, позволяют считать, что с ним и могут быть связаны крупные потенциальные ресурсы углеводородов.

Кембрийские отложения вскрыты в скважинах Суаб-1 и Ханасер-1, однако признаки нефти и газа обнаружены не были.

Ордовикские отложения вскрыты несколькими скважинами (Суаб-1, Ханасер-1, Тенф-1 и др). В одной из них (Суаб-1) получен слабый приток газа.

Силурийские отложения вскрыты скважинами Тенф-1 и Маркада-1. В этом районе хороших коллекторов вскрыто не было.

System/Series Система/ Отдел		Formation Горизонт	Maxim. thickness Голщина (м)	Lithology Литология
Quaternary Четвертичная		Bakhtiary Бахтияри	1000	
Tertiary Третичная	Pliocene Плиоцен	Upper Fars Верхний фарс		
		Lower Fars A Нижний фарс А	700	
	Miocene Миоцен	Transition Zone Переходная зона		
		Jeribe Жерибэ	125	
		Dibbane Диббанэ	250	
	Oligocene Олигоцен	Chilou Чилоу	500	
	Eocene Эоцен	Jaddala Жаддала	600	
	Paleocene Палеоцен	Kermav Кермав	600	
	Cretaceous Меловая	Shiranish Шираниш	1600	
		Soukhne/Massive Массив	700	
		Derro Дерро	150	
		Judea/Hayan Юдея	1200	
		Rutba/Ghouna Рутба / Гуна	500	
Triassic Триасовая	Jurassic Юрская			
	Upper Верхний	Haramoun Харамун	H G	
		Sarjelu Серджелю	F	700
		Allan/Muss Алан-Мусс	E	150
		Adaya Адая		150
		Butma Бутма	D	300
		K. Anhydrite Курачине	C	400
		K. Dolomite	B	800
		Amanous Shale	A	250
	Middle Средний			
	Lower Нижний			
Permian Пермская	Permian Аманус			750
Carboniferous Каменноугольная	Markada Маркада			1200
Devonian Девонская				
Silurian Силурийская	Tanf Танф			750
Ordovician Ордовикская	Ordovician Ордовикская	Affendi Афанди		1000
		Swab Суаб		1000
		Khanasser Ханасер		1500 +
		Sosink Сосинк		750 + quartzitic sandstone?
		Burj Бурж		150 + dolomitic limestone?
Cambrian Кембрийская	Zabuk Забук			? quartzitic sandstone?

Рис. 3.1. Обобщенная литостратиграфическая колонка северо-востока, востока и центра Сирии

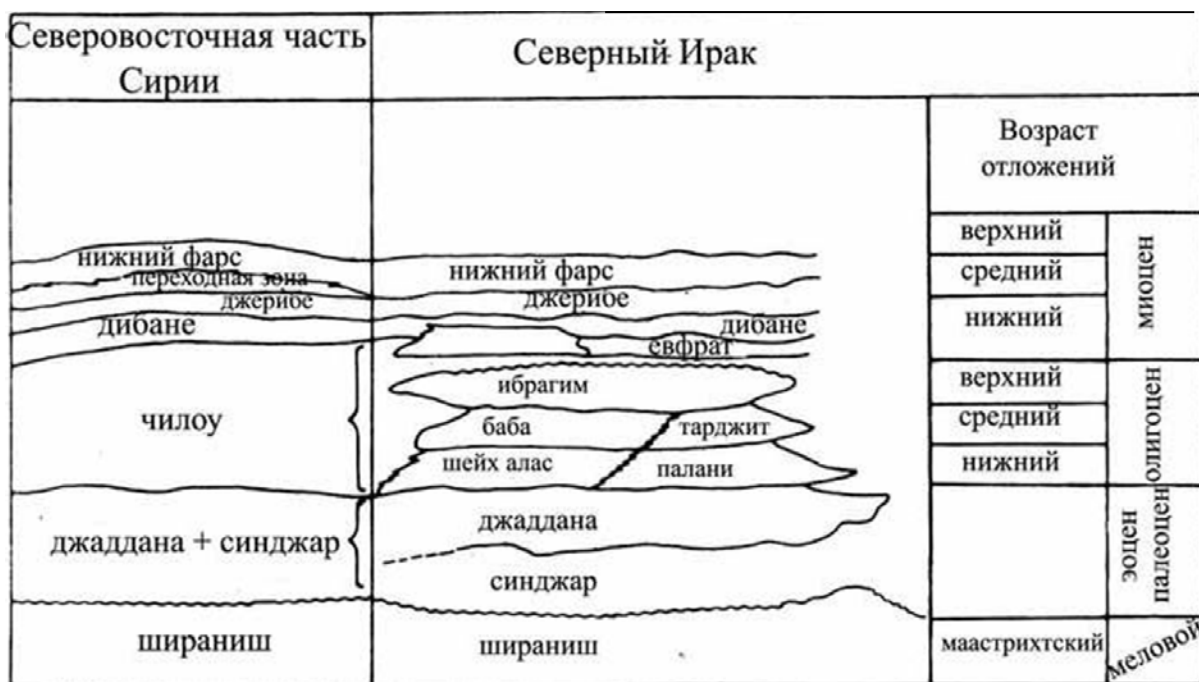


Рис. 3.2. Взаимоотношение пород третичного возраста в северо-восточной Сирии и Северного Ирака (AAPG, 1974, N9, 1781–1796)

Каменноугольные отложения вскрыты скважинами Дубайят-1, Эль-Вард-1, Тайем-1 и др. они представлены песчаниками и известняками пористостью 8–10 % и проницаемостью 7–45 мД. Черные аргиллиты могут служить покрывками.

Нефтегазопроявления в каменноугольных отложениях отмечены в скважинах Дубайят-1 и Джебисса-207.

Пермские отложения вскрыты скважинами Дубайят-1 и др. Они представлены темными аргиллитами, которые могут служить покрывками для нижележащих пород карбона.

Девон

Имеющиеся весьма малочисленные, а иногда даже противоречивые данные, указывают на то, что девонские отложения развиты на территории Сирии не повсеместно. Они скорее отвечают требованиям покрывок, нежели возможных пород-коллекторов. Все это не исключает нефтематеринские способности девонских

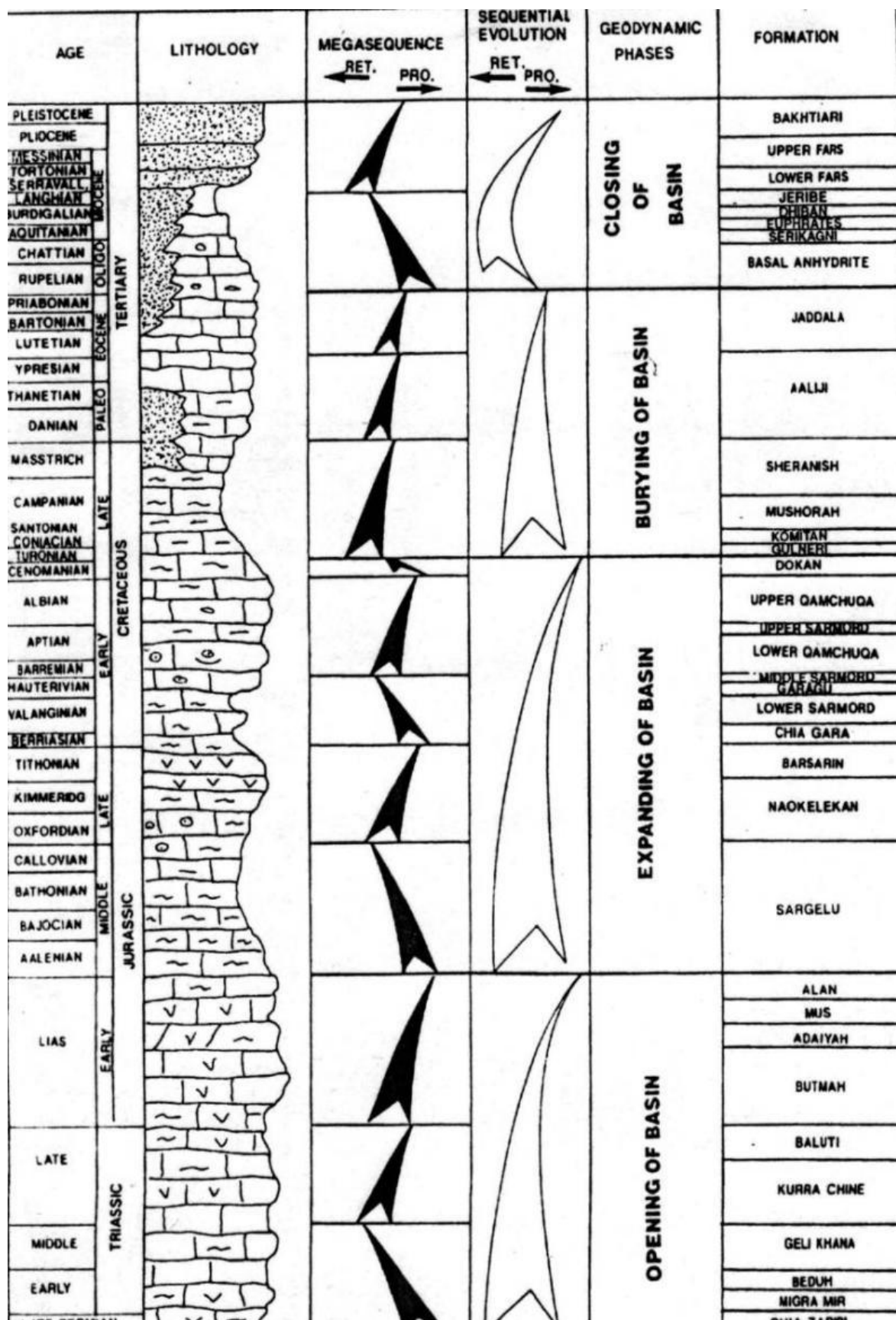


Рис. 3.3. Последовательная организация и синтетическая стратиграфическая колонка для перми-голоцена северо-востока Сирии (AAPG, V.79, N5, p. 763-779)

отложений, особенно тех частей разрезов, которые в настоящее время характеризуются битуминозностью (район Хазро в юго-восточной Турции).

Карбон

Морские отложения карбона, по имеющимся данным, широко распространены на всей территории Сирии, исключение составляет ее южная часть. Литолого-фациальные особенности этих отложений установить крайне сложно. Имеющиеся данные по разрезам скважин свидетельствуют о широком развитии в разрезе карбона сланцевых толщ, расчлененных иногда пластами песчаников, реже известняков. При благоприятных условиях песчаники и известняки могут служить коллекторами, а сланцевая толща является надежной крышкой для возможных залежей нефти и газа.

Пермь

Представлены отложения перми аргиллитами, песчаниками, глинистыми сланцами с прослоями известняков. Песчаники и известняки имеют небольшую мощность (несколько сантиметров) и они обычно плотные, поэтому как коллекторы интереса не представляют. В целом пермская толща может служить надежной крышкой для залежей нефти и газа в нижележащих отложениях палеозоя.

Мезозойская группа

Триас

В глубоких скважинах на северо-востоке Сирии к триасовой системе отнесена толща доломитов. Доломиты имеют микрокристаллическую плотную структуру, иногда сланцеватые, обычно залегают под пластом ангидрита, мощность которого достигает 100 м. Среди доломитов в некоторых районах прослежи-

ваются глины, мергели и тонкие прослои ангидритов. Как известно, именно к этой свите приурочены нефтегазовые залежи на месторождениях Румелан, Суэдия, Хурбет и Джебисса. Нефтегазоносность карбонатных отложений свиты Курачине связана с трещинной емкостью, перспективы открытия в них новых залежей нефти и газа в этой связи представляются вполне реальными, особенно это касается восточных районов страны, т.к. там возможно проследить региональную покрывку, которая представлена в основном ангидритами, иногда переслаивающимися с глинами и аргиллитами. Региональная покрывка не прослеживается в районах скважин Камышли и Абба. В районе скважин Долаа, Дубайят, Сухне региональной покрывкой могут служить залегающие над триасовыми карбонатными породами сульфатные и сульфатно-глинистые отложения юрского возраста, мощностью 144–200 м.

Юра

Отложения юрского возраста довольно широко развиты на территории Сирии, где установлено присутствие всех трех отделов юрской системы.

На крайнем северо-востоке Сирии глубокими скважинами на месторождениях Суэдия, Румелан, Хурбет, Джебисса вскрыты средне- и нижнеюрские отложения. В наиболее полных разрезах они представлены тремя карбонатными толщами снизу вверх: (Бутма, Мусс, Серджелю), разделенными двумя ангидритовыми пластами (Адая, Алан) (рис. 3.6–3.7).

Свита Бутма нижней юры представлена известняками, частично доломитизированными, микрокристаллическими доломитами. Карбонатные отложения свиты Бутма вполне могут служить пластом-коллектором. Именно они на месторождениях Суэдия и Карачок содержат промышленные залежи нефти. На месторождении Румелан известны выходы газа.

Свита Мусс средней юры залегает между ангидритовыми пластами свит Адая и Алан. Представлена она трещиноватыми микрокристаллическими доломитами, местами пористыми и сахаровидными с прослоями известняков. На сегодняшний день нефти и газа в этих отложениях не найдено.

Свита Серджелю средней юры прослеживается в разрезе скважин на крайнем северо-востоке Сирии и представлена глинистыми доломитами, доломитовыми известняками с небольшими прослоями сланцев, ангидритов и кремнистых сланцев.

Карбонатные отложения средней и верхней юры в центральных районах Сирии могут представлять интерес как породы-коллекторы, т.к. в их разрезе встречаются пористые оолитовые, детритовые и рифовые известняки. Карбонаты могут быть трещиноватыми.

Но основная проблема – в наличии или отсутствии достаточно мощной и надежной покрышки. Эту роль, возможно, может выполнить пачка глинистых сланцев свиты Чериф.

Меловая система

Отложения нижнего мела на территории Сирии представляют собой карбонатные и песчано-глинистые породы. Доломиты и песчаники при благоприятных условиях могут служить коллекторами нефти и газа. Особый интерес в этой связи представляют пласты песчаника, которые установлены в обнажениях западных и центральных районов Сирии, так, песчаники свиты Гуна, местами имеют высокую пористость (около 16 %). Аналогичные песчаники готерив-аптского возраста, известные под названием свиты Зубайр, содержат значительные запасы нефти за пределами Сирии, в районе Басры (Ирак) и в Кувейте.

Хорошими коллекторскими свойствами обладают карбонатные отложения свиты Камчука северо-восточной Сирии (рис. 3.6).

В некоторых скважинах этих отложений были получены притоки воды, но залежей нефти пока обнаружить не удалось. Скорее всего, это связано с отсутствием надежной покрышки над нижнемеловыми песчаниками, известняками и доломитами.

На территории Сирии также широко развиты отложения, относимые к сеноманскому ярусу, они обнажены на значительной площади в Джебель-Ансарии, Анти-Ливане и Пальмиридах. Залегают они без признаков несогласия на отложениях альбского возраста, представлены доломитами и известняками с прослоями глин и мергелей в нижней части разреза. На западных территориях Сирии в сеномане преобладают известняки, а на основной территории – доломиты.

На северо-востоке страны в районе нефтяных месторождений к отложениям сеномана-турона следует относить нижнюю часть продуктивной свиты Массив или «массивного известняка». Кроме того, там же, к отложениям кампанского яруса отнесена зона А продуктивной свиты «массивного известняка», которая четко выделяется на месторождениях Суэдия и Румелан. На этих месторождениях эта зона частично эродирована и полностью отсутствует на месторождениях Карачок, Деррик и Хурбет.

Скорее всего, зона А «массивного известняка» имеет рифогенную природу по аналогии с нефтяными месторождениями юго-восточной Турции и Северного Ирака.

Отложения маастрихтского и датского ярусов литологически близки друг другу. Маастрихтские отложения очень широко распространены в Сирии. Что касается датского яруса, то они развиты не повсеместно.

Анализируя описание мела, можно сделать некоторые выводы по условиям их отложения и коллекторским возможностям составляющих их пород. По характеру рассматриваемых отложений,

их накопление происходило в мелководно-морских условиях жаркого климата.

Можно определить три этапа осадконакопления. Во время первого этапа (в доальбское время) происходило накопление терригенных, частично красноцветных пород. На втором этапе (на протяжении альбского, сеноманского и туронского веков) отлагались преимущественно известняки и доломиты. На протяжении третьего этапа происходит накопление мелоподобного форамениферованого известняка, а также органогенно-детритового известняка.

В основном на территории Сирии коньякские, сантонские, кампанские и маастрихтские отложения обладают повышенной битуминозностью. Карбонатные породы верхнего мела представляют определенный интерес как возможные коллекторы. Доломиты и известняки свиты Юдия местами имеют псевдо-оолитовую сахаровидную структуру, при этом обладают хорошей пористостью. В процессе бурения ряда разведочных скважин центральной и восточной Сирии это подтверждалось уходом бурового раствора.

Зоны В и С продуктивной толщи «массивного известняка» выделяются в карбонатных отложениях сеноман-турона на северо-востоке Сирии и представляют большой интерес. Коллекторские свойства матрицы породы В лучше, чем С. Но здесь проницаемость связана, в основном, с трещиноватостью (месторождения Суэдия, Румелан, Карачок). На месторождениях Карачок и Деррик верхняя часть зоны В эродирована и мергелистые известняки свиты Шираниш, залегающие на них с разрывом, служат крышкой для имеющихся здесь залежей нефти.

Зона А представлена рифогенными известняками и развита в пределах месторождений Суэдия и Румелан. Она обладает хорошими коллекторскими свойствами и является основным продук-

тивным пластом верхнемеловой залежи нефти. Покрышкой служат, в этом случае, мергелистые и глинистые известняки свиты Шираниш и вышележащие глинистые сланцы свиты Кермав (палеоцен).

Коллекторские свойства свиты Сухне центральной и западной Сирии низкие, что обусловлено преобладанием непроницаемых и частично окременелых пород.

Имеющаяся информация показывает наличие целого ряда районов Сирии с хорошими коллекторскими свойствами меловых отложений. Главной проблемой является отсутствие в пределах северо-западной, центральной, восточной, южной Сирии достаточно мощных региональных покрышек типа палеоценовых сланцев свиты Кермав, хотя в некоторых районах такой покрышкой могут служить карбонатно-мергельно-глинистые породы маастрихта (свита Шираниш и «мергели Пальмиры»).

Кайнозойская группа

Палеоген

Палеогеновые отложения представляют интерес на востоке и северо-востоке Сирии, где они погребены на достаточно большую глубину. В палеогеновой системе можно выделить три отдела снизу вверх: палеоцен (свита Кермав), эоцен (свиты Синжар, Джаддала и Мидиат), олигоцен (свита Чилоу).

Свита Кермав развита на северо-западе Ирака, в юго-восточной Турции, на северо-востоке Сирии. Она сложена сланцами с прослойками известняков, иногда алевролитов и песчаников. Эта свита служит надежной покрышкой совместно со свитой Шираниш для верхнемеловых залежей месторождений северо-востока Сирии. Однако, площадь ее распространения весьма ограничена.

В северо-восточной части Сирии имеются отложения эоцена,

которые представляют собой мощную толщу известняка (от 250 до 700 м) и доломитов с прослоями песчаников (Карачок и Румелан).

Отложения олигоценового возраста развиты на востоке и в центре Сирии. Они представлены на востоке трещиноватыми, местами рифогенными и органогенно-обломочными известняками свиты Чилоу. К югу и востоку они переходят в мергелистые известняки и мергели.

Практический интерес в восточных и частично центральных районах страны представляют отложения палеогена, там, где они погребены на достаточно большую глубину и могут служить коллекторами нефти и газа. В ряде районов над ними развиты сульфатно-галогенные породы свиты Диббане нижнего миоцена, которые могут служить хорошей крышкой.

Особый интерес представляют отложения свиты Чилоу, сложенные пористыми, иногда рифогенными известняками. На месторождении Джебисса при бурении скважин в керне и шламе отмечались признаки нефти с высоким содержанием парафина. В скважине Гуна из этих отложений были получены обильные выходы углеводородного газа с глубины 1001 м. Признаки нефти и газа из свиты Чилоу были отмечены в скважине Эль-Буаб-2. Анализы керна показали пористость некоторых пластов до 20–29 % при низкой проницаемости (0,1–37 мД). На некоторых месторождениях Ирака с отложениями олигоцена связано наличие промышленного скопления нефти.

Отложения свит Мидиат и Джаддала сложены карбонатными отложениями с хорошими коллекторскими свойствами.

Неоген

На территории Сирии неогеновые отложения представлены фациями морского, континентального и вулканического проис-

хождения. Наиболее интересны морские отложения, которые развиты в северо-восточной и восточной частях страны: на северо-западе Сирии они обнаружены в Аафринском прогибе и на примыкающей к нему территории Алеппского плато.

Разрез отложений миоцена, развитых на северо-западе, отличается от разреза на востоке и северо-востоке страны, что связано с различными условиями их накопления. На северо-западе в миоценовое время существовал открытый морской бассейн с нормальной соленостью, а на востоке и северо-востоке — изолированный морской, нередко лагунный бассейн.

Миоценовые отложения на северо-западе представлены мелоподобными известняками, мергелями, глинами, песками, конгломератами; иногда отмечаются эффузивы. Эти отложения выполняют узкие прогибы и грабены, развитые в районе Латакии-Аафрина. На Алеппском плато они имеют небольшую мощность. С точки зрения нефтегазоносности отложения данного района не представляют интереса, так как они выходят на дневную поверхность или залегают на очень небольшой глубине. Совершенно другая картина характерна для восточных и северо-восточных районов Сирии, где отложения миоцена погружены на достаточно большую глубину и содержат породы-коллекторы и весьма надежные покрышки.

Отложения миоцена представлены на северо-востоке всеми тремя подотделами (нижний, средний, верхний). Нижний миоцен (аквитанский и бурдигальский ярусы) представлен в восточной Сирии свитой Диббане, которая сложена типично лагунными фациями. Отложения этой свиты могут служить в восточных районах страны прекрасной покрышкой для предполагаемых залежей нефти и газа в нижележащих отложениях свиты Чилоу.

Средний миоцен представлен двумя ярусами — гельветским и

тортонским, известными под местными названиями как свиты Джерибе и нижний фарс. Свита Джерибе мощностью 25–50 м развита в северо-западных, северных и восточных районах страны. Она сложена органогенными, кластическими и доломитовыми известняками. Эти известняки, в районе месторождения Джебисса, пористые, кавернозные и содержат промышленные запасы нефти. В связи с этим их значение как коллекторов во всех этих районах резко возрастает, тем более, они имеют хорошую покрывку за счет развития над ними сульфатно-галогенной толщи нижнего фарса.

Плиоценовые отложения на территории Сирии развиты в морской и континентальных фациях, причем, морские, имеют ограниченное распространение. Главной особенностью плиоценовых отложений является развитие мощных базальтовых покровов на юго-западе (плато Хуран, Джебель-Эз-Друз) и северо-западе Сирии (плато Шин). В юго-западной Сирии они увенчаны вулканическими куполами, сгруппированными в цепочки северо-западной ориентации.

С точки зрения нефтегазоносности, четвертичные отложения практического интереса не представляют.

Стратиграфия и условия осадконакопления в Евфратской впадине (рис. 3.4–3.5).

Евфратская впадина состоит из мощного комплекса палеозойских, мезозойских, палеогеновых и неогеновых отложений.

Палеозойская группа

Полные разрезы до кембрийского включительно, были вскрыты скважинами Свааб, пробуренной на поднятии Рутба и Ханасер, пробуренной на Алеппском своде. Кембрийская система на территории Сирии имеет мощность от 900 до 1300 м, при этом, нижний кембрий представлен континентальными осадками

с прослоями соли, а средний кембрий – морскими осадками (доломитами, известняками с фауной трилобитов). На юге страны происходит замещение среднего кембрия на песчаники с тонкими глинистыми прослоями.

Ордовикская система найдена в Евфратской впадине скважинами Абба и Маркада. Данные бурения показали, что мощность отложений в этой системе колеблется от 350 м (Маркада), 1000 м (Абба) до 2500 м (Свааб). Отложения ордовика перекрывают почти всю территорию Арабского щита. Здесь выделяются три свиты: свита ханасер, которая залегает в нижнем ордовике и состоит из песчаников с прослоями аргиллитов; свита афенди, соответствующая верхнему ордовику, в районе Абба достигает мощности 120 м, и состоит из переслаивающихся слоев глины и песчаников.

Силурийская система не найдена в Евфратской впадине. В скважинах Маркада и Абба силур отсутствует.

Девонская система установлена в скважинах Ахмар и Маркада, ее мощность 600 м, состоит из глинистых песчаных пород, вверху переходящие в известняки карбона.

Каменноугольная система. На территории Евфратской впадины отложения карбона найдены в скважинах Долаа, Маркада, Ахмар, Тел-Зраб, Свааб, Джебисса, Мадаби, Эль-Вард при изменении мощности от 172 до 600 м. Эти отложения сложены из морских континентальных осадков, состоящих из песков, песчаников, глин с известняками, иногда доломитами. Комплекс выделяется как свита Маркада, которая залегает с несогласием на породах ордовика.

Пермская система не выявлена в скважинах пробуренных во впадине (Маркада, Тель-Зраб, Сиром, Джебисса, Ракка).

Мезозойская группа

В Евфратской впадине мезозойские отложения представлены отложениями триаса, юры и мела, менее развиты юрские отложения, они отсутствуют на большей части впадины. Мезозойские отложения здесь имеют мощность от 500 м в южной части впадины и на поднятии Рутба до 4000 м в районе Бишри.

Триасовая система. Триасовые отложения обнаружены во всех пробуренных скважинах на территории Евфратской впадины, за исключением прилегающей части поднятия Рутба и южной и юго-восточной частях впадины (Атала, Швема, Мадаби, Хамра).

Триасовые отложения представлены доломитами с пропластками галогенных пород, которые образовались в лагунных и мелководных условиях.

Кроме того, в Евфратской впадине и в смежных районах выделяются снизу вверх следующие свиты: Аманос, Курачине-доломит, Курачине-ангидрит, Бутма, Адайя, Мусс, Алан, Серджелю.

Исследователи рассматривают глинистые отложения аманос как флюидоупор, который перекрывает палеозойские отложения. Они могут являться нефтепроизводящей толщей (в западной и северной частях впадины), здесь мощность свиты составляет 100 м и более.

Свита Мулусса объединяет ряд свит отложений триаса и юры. Расчленение триасовых отложений Сирии условно.

Свита Курачине-доломит сложена, в основном, карбонатными отложениями. На западе впадины она состоит из доломитов с прослоями глинистых известняков. В верхней части свиты отмечаются эвапориты и глины. Общая мощность свиты 300–350 м. На Алеппском своде в непосредственной близости к Евфратской впадине продуктивность свиты обнаружена в скважинах Рассафа, Амала, Вахаб. На юго-западе от впадины свита сложена гли-

нистыми и доломитовыми известняками с аргиллитами в верхней ее части. На площадях Наджиб и Сухне обнаружен газ.

Свита Курачине-ангидрит связана со свитой Курачине-доломит постепенным переходом, который состоит из чередующихся ангидритов, глин, доломитов и известняков, образовавшихся в условиях закрытого моря и лагун. По своему составу благоприятна для формирования скоплений углеводородов в нижележащих отложениях. Мощность колеблется от 200 м в зоне Джебисса, 160 м – в западной части и до 60 м в северной части Евфратской впадины, а в центре впадины она отсутствует.

Свита Бутма сложена темно-коричневыми и серыми доломитами, доломитовыми известняками с прослоями глин в нижней части, а в верхней части отмечены эвапориты (гипс, ангидрит, редко соль). Мощность свиты до 190 м отмечена на западе и юго-западе, 200 м – в районе Джебисса, на севере до 150 м; в центре отсутствует или сокращается до 30 м. В свите Бутма обнаружены продуктивные залежи на площадях Аджуз, Маза и Джебисса.

Свита Адайя в центральной и западной частях впадины сложена из доломитов (в основном), известняков и мергелей, на юго-западе преобладают доломитовые известняки и глинистые доломиты.

Свита Мусс состоит так же в основном из доломитов с прослоями битуминозных глин мощностью до 15–20 м, по своим геохимическим свойствам они могут быть нефтепроизводящими. Максимальная мощность свита достигает в центре впадины (40–100 м), в северной и юго-западной частях она отсутствует. Признаки нефти обнаружены в скважине Аджуз (свита Мусс).

Свиты Аллан и Серджелю представлены в основном доломитами с глинами (свита Аллан) и известняками, доломитами, глинами, переходящими вверх по разрезу в континентальные песчаники, пески и глины (свита Серджелю). В зоне Джебисси и

на юго-западе впадины ее мощность достигает 350–450 м, в центр и на юго-востоке мощность сокращается от 260 м до 20 м, здесь установлена нефтяная залежь на площади Омар.

Юрская система в стратиграфическом разрезе представлена свитой Камчука, состоящей из трех частей разных по литологическому составу.

Максимальная мощность Камчуки 800 м в скважине Бишри. Здесь обнаружен газ с небольшим дебитом. Большие колебания этой толщи связаны с активными тектоническими движениями, обусловившими боковые подвижки и разную степень разрыва юрских отложений в различных участках впадины. Осадконакопление свиты Камчука происходило в мелководных и лагунных условиях. Нижняя Камчука (эвапоритовая) в центре впадины может служить надежной крышкой.

Меловая система залегает несогласно со значительным стратиграфическим перерывом на верхнеюрских отложениях почти на всей территории Евфратской впадины.

Нижний мел представлен свитой Рутба (баррем, апт, альб), которая развита на всей территории впадины, исключая южные районы, и залегающей с большим несогласием на верхнеюрских отложениях. Она состоит из песчаников и конгломератов, иногда с прослоями глины, доломитов, редко, глауконита, пирита. В глинах отмечается высокое содержание органики. Образование свиты связано с дельтовыми условиями на фоне зон поднятий Дерро, Абба и Алеппского свода.

Некоторые ученые называют свиту Рутба свитой Гуна. Свита Рутба представляет собой продуктивный комплекс и состоит из месторождений центральной части Евфратской впадины (месторождения Тайем, Вард и др.)

Свита Хайян входит в состав группы Сухне и представлена пористыми и трещиноватыми известняками, доломитами с про-

слоями ангидритов. Отложения верхнего мела на территории Сирии залегают несогласно по свите Гуна. Максимальная мощность верхнего мела отмечена в скважинах Бишри, Абба, Гбейбе и достигает 1500 м.

Отложения суваакк включают две свиты: Сухне и Шираниш. В некоторых разрезах свита Шираниш отсутствует. Свита Сухне имеет наибольшую мощность на юго-западе впадины (600 м), на севере и западе она сокращается до 250–300 м. Свита состоит из доломитов, известняков, мергелей с включениями фауны, глауконита, кремней, пирита и глин с высоким содержанием органики. В свиту Сухне входят несколько подсвит. Подсвита Юдия (массив) представлена доломитами и известняками морского происхождения с большим количеством морской фауны сеноманско-туронского возраста. Эти породы отличаются хорошими коллекторскими свойствами. В кровле подсвиты отмечен стратиграфический перерыв. Отложения содержат промышленные запасы нефти на северо-востоке Сирии. Подсвиты Ръмах-Шерт и Ирик Марл охватывают коньякский, сатонский и кампанский ярусы и состоят из доломитов, известняков с включением кремней, глин, глауконита и пирита, и обладают нефтематеринскими свойствами с различной степенью зрелости в разных зонах.

Свита Шираниш отмечена максимальным развитием трансгрессии, которая происходила в кампанское и маастрихтское время, вся территория Сирии в это время покрыта морем. В результате образовались мощные толщи карбонатных пород (известняки, битуминозные мергели), их мощность 1000 м в Джебиссинской зоне, 700–800 м в центральной и юго-восточной частях, 500 м в северной части (поднятие Дерро) и 200 м в западной части впадины. Свита представляет собой нефтегазопроизводящую толщу и нефтегазоносный объект (район Джебисса).

Кайнозойская группа

Морские отложения Шираниш продолжали формирование в палеогеновое время с образованием известняков, мергелей, эвапоритов и, иногда, глин. Мощность палеогена 1200 м (наибольшая) отмечена в центре и на юго-востоке впадины, к северу она уменьшается до 100 м (район Ракка).

Свита Аалижи (кермав) датируется палеоценом и характеризуется сложным распространением. Вследствие регрессии и большой эрозии она отсутствует в Джебиссинской зоне, на поднятиях Дерро и в юго-восточной и северной частях впадины. Максимальная мощность отмечена в центре и на юго-востоке, а на западе и юго-западе она уменьшается до 100–200 м. Свита представлена известняками, глинами, мергелями с включениями микрофауны, глауконита и кремней, залегающими несогласно на верхнемеловых отложениях.

Свита Джаддала и Синжар соответствует эоцену, состоит из известняков, мергелей, глин с включением кремней и пирита, в юго-западной части преобладают глины и мергели. Наибольшая мощность до 550 м отмечена в центральной части впадины, на севере она сокращается до 100 м, на западе увеличивается до 250 м, на юго-западе – до 300 м. Свита Джаддала продуктивна на месторождении Джебисса и Тишрин. Свита Чилоу (олигоцен) имеет максимальную мощность 300 м в зоне Джебисса, Дерро и западной части впадины, в центральной и юго-восточной частях до 100 м. Литологически свита Чилоу сложена известняками и мергелями с кальцитом, пиритом, с многочисленными остатками губок, нуммулитов и микрофауны. В скважинах Диди и Свааб этой свиты встречаются песчаники и пески континентального происхождения. Свита продуктивна в Джебиссинской зоне и в центре впадины. Неогеновая система характеризуется максимальными мощностями до 800 м в Джебиссинской зоне, центральной

и юго-восточной частях впадины (см. рис. 3.4). В юго-западной части мощность сокращается до 500 м, в северной – до 300 м и в западной до 200 м. Неогеновые отложения отсутствуют в районе Пальмирид (скважины Наджиб, Диди, Бишри), здесь на дневной поверхности обнажаются палеогеновые отложения. Они залегают согласно на отложениях палеогена, за исключением центральной и юго-восточной части впадины. В разрезе неогена на территории Евфратской впадины выделяются образования миоцена (нижнего, среднего, верхнего) и плиоцена. Свита Диббане и Евфрат состоит в основном из эвапоритов с солью, известняков и глины, образовавшихся в лагунных условиях. Свита Диббане представляет надежную покрывку в зонах Джебисса, Дерро и в центральных районах Евфратской впадины. Свита Джерибе (средний-верхний миоцен) сложена карбонатными породами (известняки, доломиты, мергели, мел с прослоями аргиллитов с фауной гастропод, иглокожих и фораминифер мощностью от 400 до 120 м в центральных и северо-восточных районах и на поднятии Дерро).

Для этой свиты свойственны изменения литологического состава. Газ и нефть в свите найдены на площадях Джебисса, Рим, Гбейбе, Фурат, Шоля, Дерро, Мазра. Свита Транзитная зона (верхний миоцен) представлена ангидритами, глиной и известняками мощностью до 70 м. В скважинах найдены проявления нефти и газа (Рим, Дерро, Джебисса, Мазра).

Свита Нижний фарс состоит из чередования известняков, доломитов, соли, ангидритов, гипса и глины. Максимальная мощность, до 500–700 м, отмечена в зонах Дерро, Джебисса, центральной и юго-восточной частях впадины. Свита Верхний фарс (плиоцен) присутствует в зоне Джебисса, центральной и юго-восточной частях Евфратской впадины и представлена конгломератами, эвапоритами, песчаниками, глиной, солью, образовавшихся в субконтинентальных условиях. Мощность свиты до 250 м.

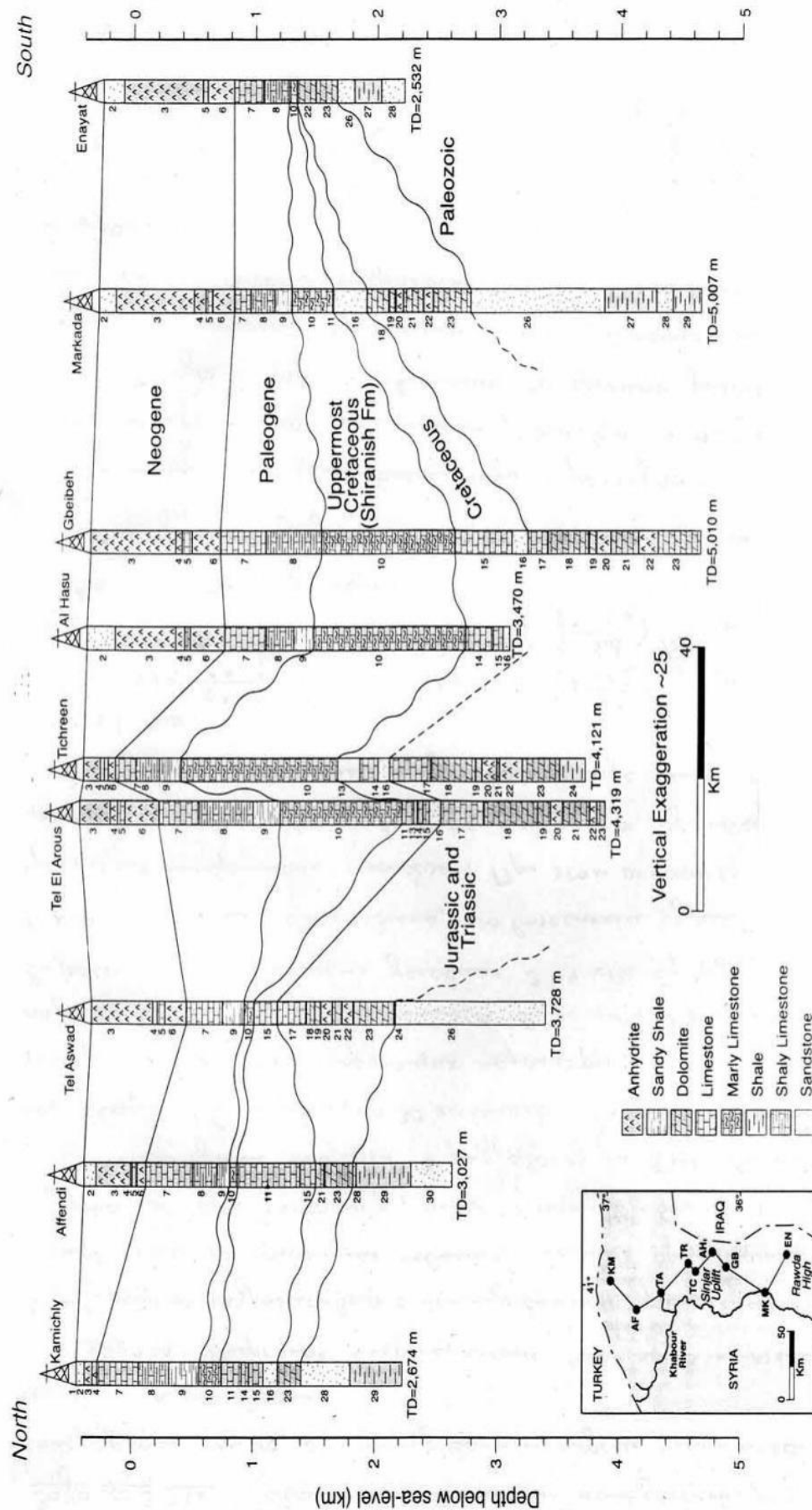


Рис. 3.4. Межскважинная корреляционная схема через западную часть Синжарской структуры в Сирии

По существующим данным, отложения палеозоя в Евфратской впадине, как и на всей территории Сирии, сложены морскими песчано-глинистыми и карбонатными породами, которые обладают газо- и нефтепроизводящими свойствами и содержат толщи с коллекторскими и изолирующими характеристиками, поэтому здесь созданы благоприятные условия для формирования и сохранения скоплений углеводородов. Мезокайнозойские отложения имеют большую мощность в центральных районах Евфратской впадины. Они сложены, в основном, карбонатными породами с чередованием с толщами эвапоритов и глин. Песчаные породы имеют сильно подчиненное значение и приурочены к нижне-меловой свите Рутба и нижнемиоценовой свите Чилоу, редко в центральных и юго-восточных районах – к верхнетриасовой свите Серджилю и верхнемеловой свите Сухне. В Евфратской впадине мощная толщ мезокайнозойских отложений (до 4000 м) имеет, преимущественно морской характер осадков, а наличие в разрезе ряда нефтепроизводящих комплексов, изолирующих коллекторские толщи, связанные с многочисленными перерывами, указывает на благоприятный характер стратиграфического разреза Евфратской впадины для высокой оценки ее перспектив нефтегазоносности. Это подтверждается открытием залежей нефти и газа на 20 площадях в широком стратиграфическом диапазоне от миоцена до палеозоя включительно.

Евфратская впадина – это крупная глубоко погруженная депрессия, которая заполнена толщей мезозойских и палеоген-неогеновых отложений мощностью до 5–7 км. Общее простирание впадины северо-западное – юго-восточное и связано с крупными региональными разломами северо-западного простирания, они тянутся от Аравийского щита. В пределах центральной и юго-западной частей впадины эти разломы просматриваются от фундамента до верхов палеогена и отделяют Евфратскую впадину от

поднятия Рутба и Пальмирской складчатой зоны, при этом, крупные разломы сопровождаются более мелкими разрывами северо-западного простирания. Юго-восточная часть впадины ограничивается от поднятия Рутба крупным региональным разломом, существовавшим до конца палеозоя и тянется до пересечения с разломами Пальмирской складчатой зоны. С севера впадина ограничивается от поднятий Синжар, Абдэль-Азиз и Тваль-Абба разломами донеогенового возраста. Межскважинная корреляционная схема через структуру Абд-Эль-Азиз приведена на рис. 3.5. На северо-западе Евфратская впадина отделяется от Алеппского поднятия крупными разломами меридионального простирания и прослеживается от фундамента до меловых отложений (районы Маскане, Хабари, Ап-жаар). Евфратская впадина со смежными территориями испытала длительную и сложную геологическую историю. По ее строению можно выделить три структурных яруса (додевонский, девон-юрский, мел-неогеновый), которые разделены крупными перерывами и несогласиями. Тектонические движения имели боковую форму движения по крупным разрывным нарушениям, которые связаны с формированием Евфратской впадины, кроме того, они осложнены более мелкими тектоническими элементами. Самые крупные нарушения помогли образованию Евфратской впадины, ими стали серия глубинных длительных развивающихся разломов северо-западного направления, совпадающая с долиной реки Евфрат. По этим нарушениям Евфратская впадина, зажата между двумя крупными сводовыми поднятиями Рутба и Рауда, ступенями спускается к центральной части.

На данной территории отмечены также нарушения субширотного и северо-восточного направлений, Возраст тектонических разрывов различный (докарбоновый, домеловой, донеогеновый, неоген-четвертичный).

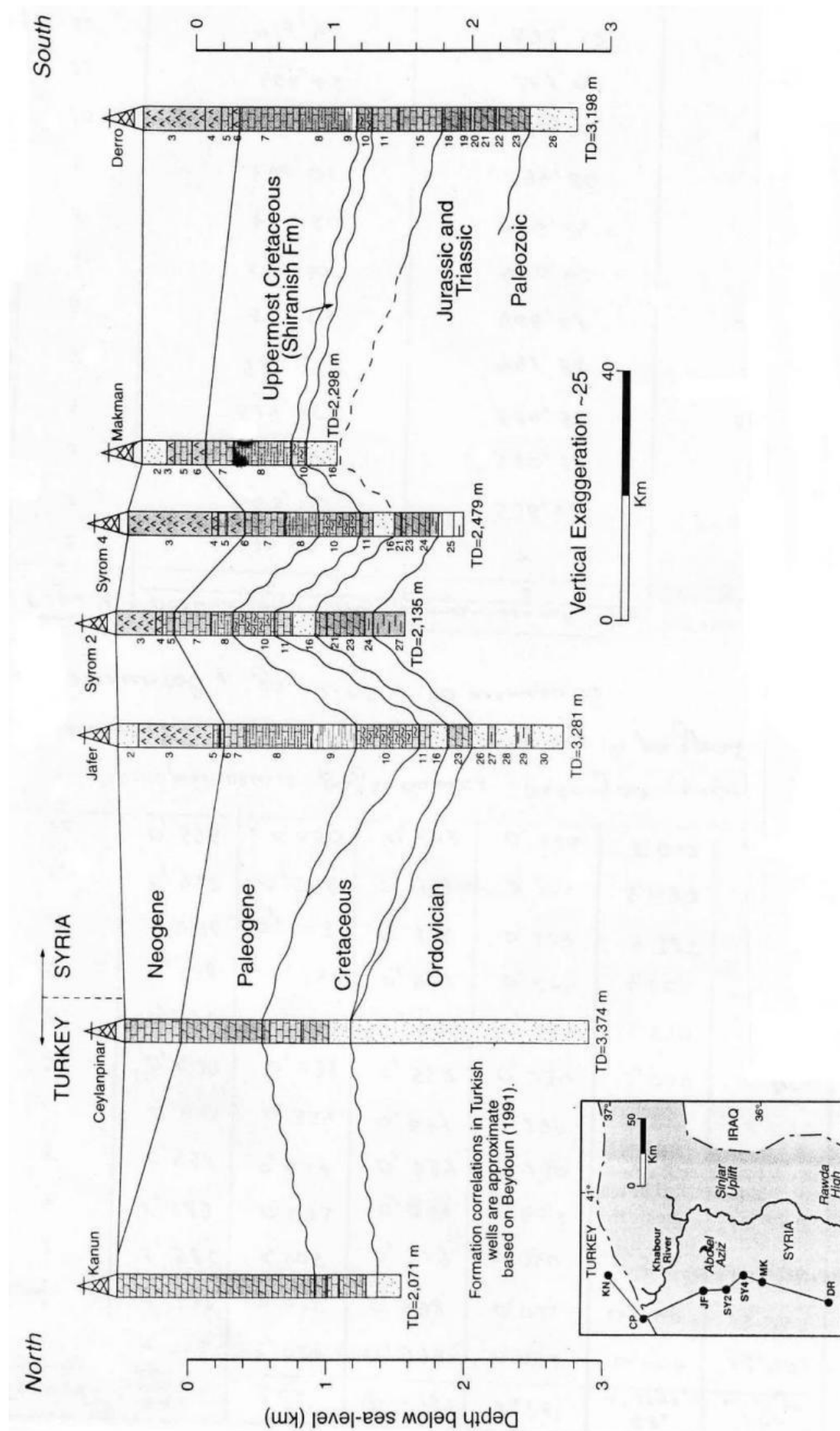


Рис 3.5. Межскважинная корреляционная схема через структуру Абд-Эль-Азиз в северо-восточной части Сирии

Рассматриваемые группы нарушений повлияли на размещение и формирование большей части локальных поднятий, диапазон их проявлений, изменение структурных планов по разрезу, все это определило перспективы их нефтегазоносности. Кроме этого они способствовали вертикальной миграции углеводородов и формированию скоплений углеводородов, но иногда, наоборот, вследствие этого, происходило разрушение углеводородов.

В истории геологического развития Евфратской впадины в мезокайнозойское время можно выделить два крупных структурно-седиментационных цикла, характеризующихся определенной сменой направленности и режима тектонических движений, кроме этого, палеогеографических условий образования слагающих комплексов (триас-юрский, меловой-палеоген-неогеновый). Эти циклы имеют замедленный характер прогибания в начале цикла, интенсивный в середине, и чередующийся восходящими и нисходящими движениями в конце. Циклы разделяются стратиграфическими, местами структурными, несогласиями.

Время заложения Евфратской впадины относится к нижнему триасу, окончательно впадина замкнулась в неогене. Интенсивное формирование впадины приходится на триас, нижний и верхний мел, палеоген и неоген, а кратковременное воздымание происходило в конце юры, начале мела. По амплитуде и стратиграфической полноте разреза Евфратская впадина выгодно отличается от смежных территорий, поэтому здесь большие перспективы для поиска нефти и газа.

К *мезокайнозойскому времени* относятся крупные изменения в мощностях осадочных отложений всех стратиграфических подразделений в результате значительной контрастности и дифференциации тектонических движений, что привело к выделению северо-восточного, западного, юго-западного, Тайемско-Эль-Вардского районов, здесь мощность и литологический состав каждой

свиты изменяется при переходе из одного района в другой, все это обусловило зональный характер нефтегазоносных комплексов.

Этапы наибольшего прогибания характеризуются накоплением мощных морских, в основном, карбонатных комплексов с высоким содержанием рассеянной органики (свиты Аманос, Курачине-доломит, Сухне, Шираниш и др.), этапы тектонических подъемов – сокращенными мощностями отложений, главным образом, за счет размывов эвапоритовых комплексов, активизацией блоковых движений, золожением и формированием структурных и азломных зон.

В разрезе Евфратской впадины формирование коллекторов происходило как в начале этапа трансгрессий (свита Рутба), так и в заключительные периоды регрессий (свита Чилоу-Джадала); накопление региональных и локальных изолирующих толщ приходится на заключительные этапы морских трансгрессий.

Нефтеобразование в Евфратской впадине связано с трансгрессивными частями циклов, характеризующихся интенсивным прогибанием с накоплением мощных комплексов морских отложений, формированием залежей с заключительными частями трансгрессий при условии наличия коллекторов и изолирующих толщ.

Распространение мезокайнозойских нефтегазоносных комплексов в пределах Евфратской впадины как в плане, так и в разрезе связано с развитием региональных покровов.

Максимальная концентрация углеводородов по комплексам выявлена в районах существовавших палеовпадин, которым характерны интенсивные и устойчивые прогибания, это вызвало процессы генерации ОВ и преобразование его в углеводороды.

Главные зоны нефтегазонакопления контролируются длительно развивавшимися региональными нарушениями и связанными с ними локальными поднятиями (центральный, южный и северо-восточный районы впадины).

Ф О Р М А Ц И И
Северо-восток Сирии
Суэдия, Карачок, Румелан, Альян

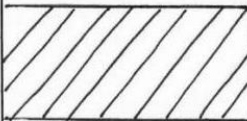
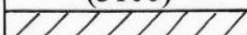
Возраст	Горизонты	Резервуары (глубина, м)	Продукция
Мио - плиоцен	верхний фарс		
	нижний фарс		
Эоцен	Джаддала Синджал Кермав		
Меловой	Шираниш	(1950) 	нефть, растворенный газ
	Массив известняк		
	Камчука		
Юрский	Сержелю	(2830) 	газ, малый приток нефти
	Бутма		
Триасовый	Курачине	(3100) 	газ, небольшое количество нефти

Рис. 3.6. Стратиграфия северо-востока Сирии

В Евфратской впадине большинство ресурсов и разведанных запасов относятся к верхнетриас-меловому комплексу. В свою очередь, среднетриасовый комплекс имеет ограниченное развитие (центральная, северная, северо-восточная части).

На юго-западе впадины, на востоке Пальмирид, поднятии Рутба снижение перспектив нефтегазоносности связано с тектоническими движениями в неогеновое время, которые вызвали вывод на поверхность в зону активного водообмена воздействия процессов аэрации отложений мелового, палеогенового комплексов.

ФОРМАЦИИ
Джебисский регион.
Джебисса, Гуна, Маргада, Эль Хол, Джерибе, Тишри

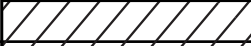
Возраст	Горизонты	Резервуары (глубина, м)	Продукция
Миоцен	нижний фарс	(550)	нефть, растворенный газ, газовая шапка
	переходная зона		
	Джерибе		
	Дибане	(700)	
Олигоцен	Шилу	 	свободный газ, нефть, растворенный газ
Эоцен	Джаддала	(900) 	нефть, растворенный газ
Меловой	Шираниш		
	Камчука		
Юрский	Сержелю		нефть, растворенный газ
	Аллан-Мусс	(3400)	
	Бутма	 	
Триасовый	Курачине	(3900) 	газ, конденсат

Рис. 3.7. Стратиграфия Джебиссинского региона

Важное значение в распространении скоплений углеводородов в мезокайнозойских комплексах имеет развитие коллекторов. Для карбонатов с увеличением глубин залегания, возрастает роль трещинных коллекторов, для терригенных – наоборот, с уменьшением глубин поровые коллекторы улучшаются. В меловом комплексе улучшение коллекторов отмечено на участках су-

ществовавших перерывов, для триасовых и юрских пластов снижение нефтенасыщенности связано с наличием в порах остаточного битума, который образовался в результате гипергенеза углеводородов на ранних стадиях развития залежей.

Условия формирования залежей в Евфратской впадине определены многими факторами: положением в разрезе нефтегазопроизводящих толщ, существование коллекторских и изолирующих толщ, свойствами палеотектонического развития территории, развитием различных по типу ловушек, гидрогеологической обстановкой и др.

Палеотектонический анализ территории впадины показал, что в течение мезозой-неогена она развивалась как небольшой самостоятельный бассейн. Залежи формировались в многочисленных нефтегазогенерирующих толщах.

Самые интенсивные процессы нефтегазообразования шли в отложениях триаса, мела и, частично, палеогена в центре впадины в неогеновый этап прогибания. Наличие широкого диапазона нефтематеринских и изолирующих толщ обеспечило развитие сингенетичных и эпигенетичных скоплений водородов. Это связано с разрывными нарушениями, обусловившими вертикальную межрезервуарную миграцию углеводородов, многопластовый характер месторождений и сложный тип залежей нефти и газа.

Центральная часть Евфратской впадины отмечена скоплением легких нефтей в крупных залежах с высокой продуктивностью, а северо-восточная часть впадины имеет преимущественно газо-нефтенакопления с тяжелыми нефтями, маленькие залежи с низкой продуктивностью. Направления формирования скоплений углеводородов осложняются локальными процессами, отсутствием покрышек (на некоторых участках), процессами латеральной миграции на небольшие расстояния, явлениями гипергенеза нефтей и образованием скоплений асфальта.

4. ГЕОТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ СИРИИ

Территория Сирии, в тектоническом отношении, приурочена к зоне сочленения Аравийской плиты с альпийскими горными сооружениями Тавра и Загроса. В основном, это склон Аравийской плиты, погружающейся в северном направлении. Выделяются две зоны: внутренняя, устойчивая, и внешняя, более мобильная. Во внутренней зоне выделяется ряд крупных структур платформенного типа, заходящих из соседних стран: Иорданское поднятие, Друзский прогиб и поднятие Рутба (см. рис. 4.1).

Более сложное тектоническое строение присуще внешней зоне, оно характеризуется относительно глубоким, до 5 км, погружением поверхности фундамента. На северо-западе этой зоны располагается Алеппское поднятие, с глубиной погружения до кембрийского кристаллического фундамента менее 2 км. Пальмирский авлакоген находится юго-восточнее Алеппского поднятия, здесь фундамент погружен до глубины 8–9 км. Предпальмирский прогиб представляет собой приподнятую структуру с глубиной фундамента 3–4 км). Хомская впадина располагается в месте сопряжения пальмирид и склонов Алеппского поднятия, она представлена мезозойско-кайнозойскими отложениями мощностью до 4 км. Восточнее находится Приевфратская впадина, чей осадочный чехол сложен мощной толщей морских и континентальных отложений неогена.

Северо-восточная часть Сирии приурочена к Месопотамскому краевому прогибу, со значительной глубиной залегания фундамента (5–7 км) и характеризуется сложным строением. В сирийской части Месопотамского прогиба выделяются Суэдие-Румейланская впадина, Синджарское поднятие, Джебисская впадина и поднятие Дейр-Эз-Зор, с глубинами до поверхности

фундамента во впадинах до 4–5 км, на поднятиях – не более 2–2,5 км. Локальные структуры представляют собой антиклинальные складки линейного типа с большими углами падения на крыльях (до 45°). К югу складки на платформе приобретают форму брахиантиклиналей с углами 5–10°, уменьшаются их размеры и амплитуда. Все складки на внешней зоне склона Аравийской плиты, кроме структур Пальмирского авлакогена, являются брахиантиклинальными, с углами не более 5°. Во внутренней зоне локальные структуры имеют типичный платформенный характер с малыми углами падения на крыльях (1–2°). Для этих структур характерны большие размеры и пологое залегание.

В пределах территории Сирии можно выделить по строению и истории геологического развития различные тектонические зоны. На севере это окраины цепи Альпийской складчатой области; на юге – приподнятые участки северного склона Аравийского щита; в центре – система складчатых сооружений Пальмирид; на западе, около побережья Средиземного моря – северное продолжение и зона затухания системы рифовых долин Восточной Африки – Красного и Мертвого морей; на востоке – обширные и глубокие прогибы, обрамляющие систему месопотамских впадин, которая является крупной нефтегазоносной провинцией мира.

Сирия находится в зоне сочленения докембрийской Аравийской платформы с альпийскими горными сооружениями Тавра. Месопотамский краевой прогиб представляет собой крупную отрицательную структуру, сформированную в верхнемеловое – плиоценовое время. В его пределах поверхность кристаллического фундамента на северо-востоке Сирии залегает на глубине 5–7 тыс. м. На северо-западе Месопотамский прогиб замыкается Диярбакырским поднятием (южная Турция). На этой территории находятся Предтаврский предгорный прогиб (Турция) и на юге от

него Предсинжарская плиоценовая впадина (Сирия). Аравийская платформа сложена отложениями палеозоя и мезозоя, и, в целом, представляет моноклиналь полого погружающуюся в северном и северо-восточном направлениях. В некоторых местах она осложнена поднятиями и впадинами. Поэтому, строение осадочного чехла состоит из положительных и отрицательных структур второго порядка. Здесь особо выделяется Пальмирская складчатая зона (Пальмириды), она находится в центральной и западных частях Сирии, а так же область сводово-глыбовых дислокаций восточного побережья Средиземного моря.

На границе Аравийской плиты и альпийских горных сооружений выделяется Месопотамский краевой прогиб миоцен-плиоценового возраста, подразделяющийся на внутреннюю (пригеосинклинальную) и внешнюю (приплатформенную) зоны. Месопотамский прогиб занимает северо-западные районы Ирака и северо-восточные районы Сирии. В пределах этого прогиба находятся известные нефтегазоносные области северо-западного Ирана, Северного Ирака и Северо-восточной Сирии. На территории Сирии Месопотамский прогиб представлен северо-западным его окончанием, называемым Джазире. Граница этого прогиба с краевой погруженной частью Аравийской плиты на северо-западе проходит по системе глубинных разломов, к которым на поверхности приурочен ряд протяжных валообразных структур, представленных в Сирии Джераблус-Туальабба-Синжарским валом.

Строение докембрийского фундамента Аравийской плиты неоднородно и представляет чередование выступов и погребенных сводовых понятий с областями значительного погружения – впадинами (см. рис. 4.1).

В северной части Аравийской плиты выделяются две зоны, характеризующиеся различной раздробленностью ее складчатого

Euphrates Graben System

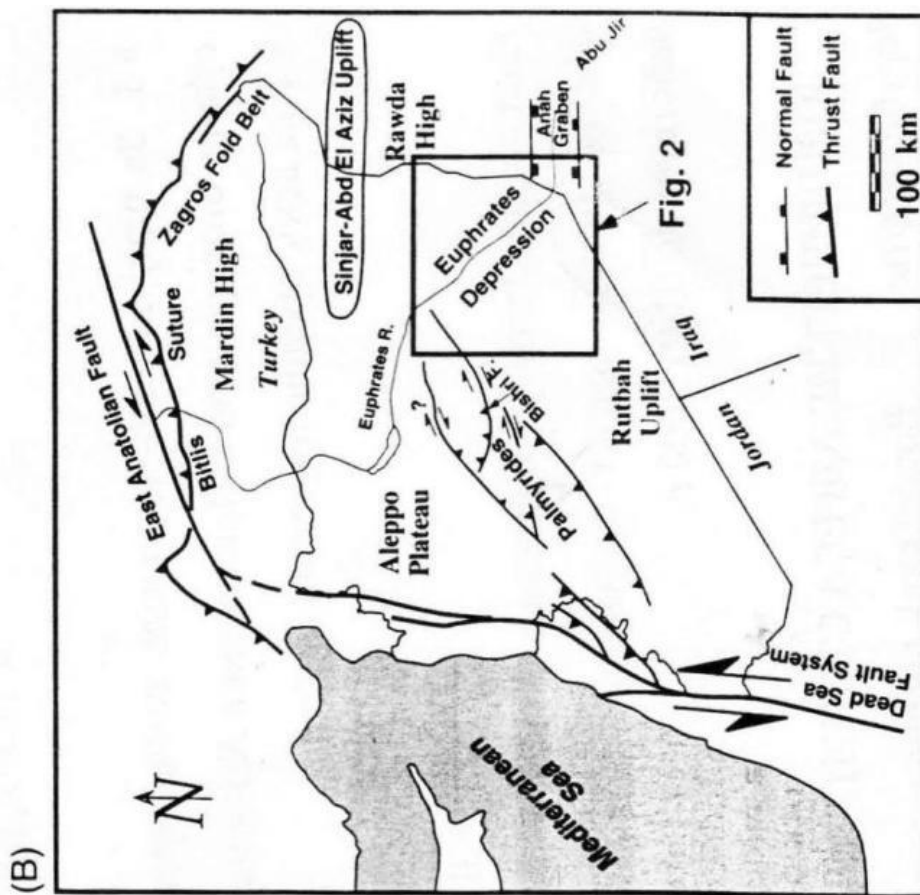
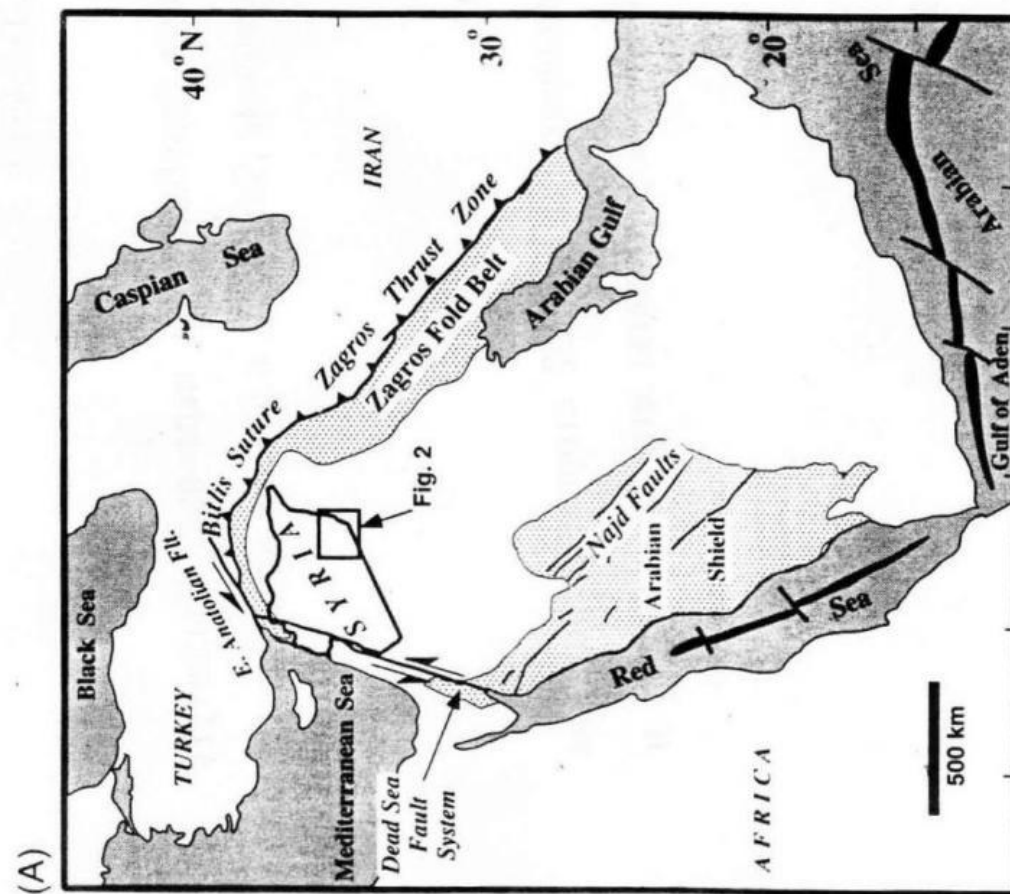


Рис. 4.1. Упрощенная тектоническая схема Арабского плата

основания и степенью дислоцированности осадочного чехла: внешняя – более подвижная зона, и внутренняя – более устойчивая. Подробный анализ тектонического строения Ближнего Востока сделан Хенсоном [18] (Henson, 1951), отметившим важную роль, которую сыграли предмиоценовые вертикальные движения в «нескладчатой области» и в «складчатой зоне». Средняя ширина «складчатой зоны» равна 160 км. Хенсон показал, что складчатость, связанная с поздне третичным сжатием, была наложена и сформирована на фоне более древней глубинной структуры, разбитой на блоки, унаследованные от предмиоценовой истории развития района. Выделение трех зон – «нескладчатой», «складчатой» и «покровной» характерно для послемииоценового времени вплоть до орогенеза в полиоцене и отвечает существующим представлениям о меловой – полиоценовой геосинклинали. Геотектонические условия в юрское и предюрское время были несколько иными. На рубеже юры и мела происходили тектонические движения, сопровождающиеся поднятием и наклоном блоков, ограниченных разрывами на западной окраине бассейна.

Возникший план тектонического строения был сложным и явился результатом взаимодействия вертикальных движений в зонах разломов, которые простираются главным образом с севера на юг, с востока на запад, с северо-запада на юго-восток и северо-востока на юго-запад. В разных районах преобладают те или иные из указанных простираний. Некоторые, наиболее крупные погребенные разломы, прослеживаются на десятки или даже сотни километров. Немногие пересекают границу «нескладчатой области» и продолжают в «складчатую зону».

Характерные простирания складок соответствуют какому-либо одному из четырех главных простираний в «нескладчатой зоне». «Складчатая зона» до формирования складок была, вероят-

но, пересечена «тектонической сеткой», сходной с той, которая теперь обнаруживается в «нескладчатой области».

Область подвижного склона плиты имеет сложное строение. В ее пределах можно выделить ряд районов, существенно различающихся по структуре и по общему стилю развития. В Присредиземноморской полосе выделяются с юга на север: складчатая зона Синайского полуострова, Восточно-Средиземно-морская глыбово-сводовая структура, сопряженная с системой Великих Африканских разломов (глыбово-сводовая зона Джебель-Ансария), Пальмирская складчатая зона и Алеппский свод. На крайнем севере плиты расположено Диарбакырское поднятие, отделенное на юго-западе от Алеппского свода и с юга от Евфратовской впадины зонами валов и валообразных поднятий.

Значительная часть указанных структур северного склона платформы располагается в пределах Сирии. В устойчивой части склона расположены северо-западные окончания Иорданского поднятия, Друзского прогиба и поднятие Рутба, а в подвижном поясе – сводово-глыбовое поднятие хребта Ансария, Пальмирская складчатая зона, Алеппский свод и система валообразных структур, обрамляющих с юга Диарбакырское поднятие. Переходная (Александреттская) зона заходит на территорию Сирии только в районе Бассита и подножья Курд-Дага. Евфратская неогеновая впадина в восточной части Сирии, в пределах борта, которой в плиоцен – четвертичное время заложились Месопотамский Краевой прогиб.

Иорданское поднятие, Друзский прогиб и поднятие Рутба

Три крупные структуры располагаются в области устойчивого склона плиты (см. рис. 4.2): Иорданское поднятие, Друзский прогиб и поднятие Рутба. Они являются типично платформенными.

Диаграмма тектонической эволюции северной части Арабской плиты в Сирии приведена на рис. 4.3.

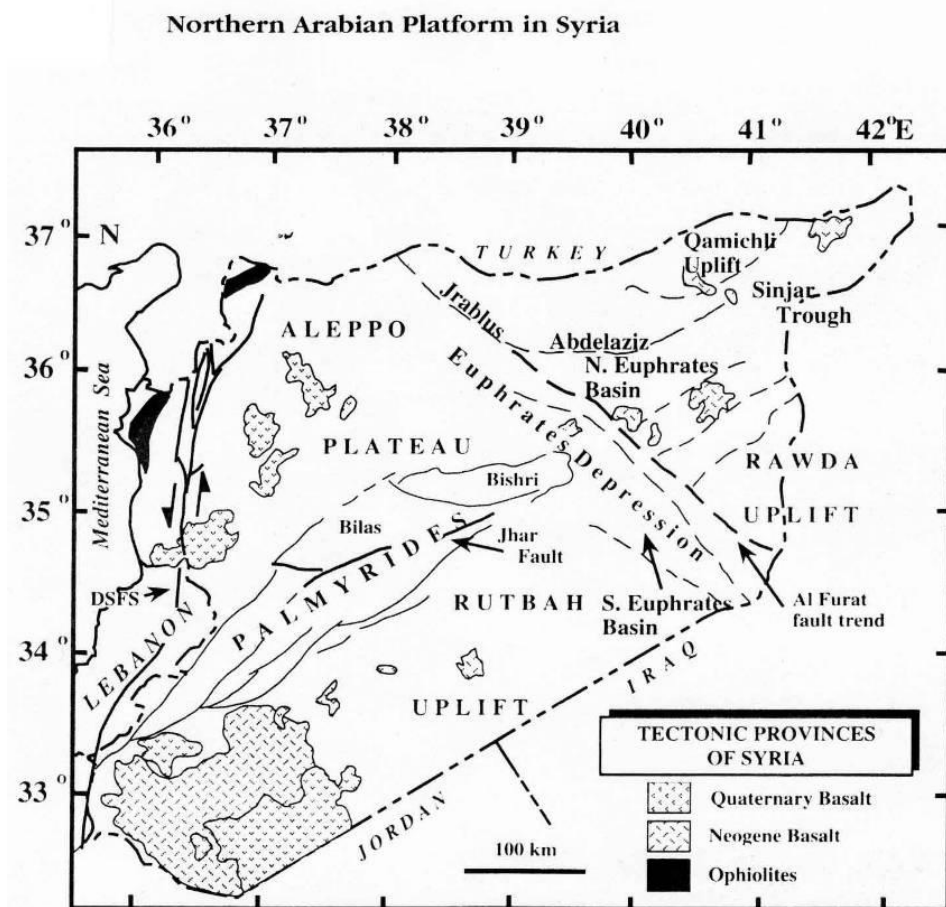


Рис. 4.2. Тектонические провинции Сирии

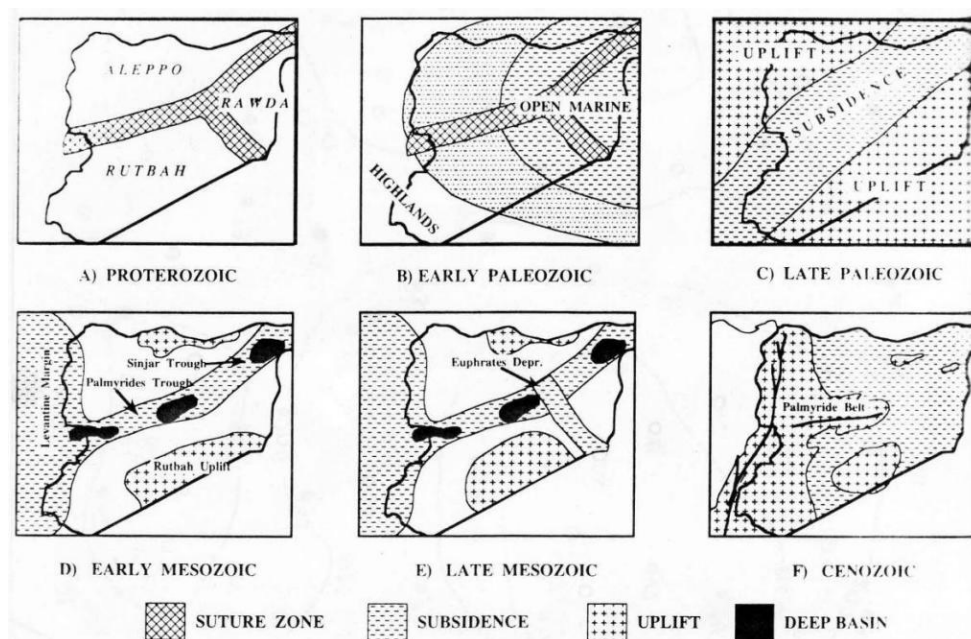


Рис. 4.3. Диаграмма тектонической эволюции северной части Арабской платформы в Сирии (AAPG, V.77/2, Feb 1993, 173–193)

На юге от Пальмирид склон платформы осложнен Иорданским поднятием (северо-западное окончание), Друзским прогибом и поднятием Рутба. Аравийская платформа расположена на территории южных районов Сирии, характеризуется неглубоким залеганием поверхности фундамента и отсутствием значительных деформаций осадочного чехла. Ее северной границей является Южно-Пальмирская зона разломов.

Иорданское поднятие географически совпадает с одноименным плато, которое заходит на территорию Сирии лишь своим крайним северным окончанием. Разведочными скважинами Сувейли-1 и Сафра-1 был вскрыт палеозой, который здесь представлен пестроцветными и разнотернистыми песчаниками с прослоями морских глин, мергелей и известняков. Во время бурения отмечались слабые признаки нефти и газа из мезозойских отложений (юра-триас).

Друзский прогиб. В Иордании он носит название Сирханского. Это крупная структура северо-западного простирания, которая находится между Иорданским поднятием и северо-западным склоном поднятия Рутба. На северо-западе Сирии этот прогиб срезается Пальмирской складчатой зоной, а на юге прослеживается в пределах восточной части Иордании до ее южной границы с Саудовской Аравией.

Сейсморазведка выявила локальные поднятия в районе Вадиазрак, а западно-германская фирма «Деминекс» совместно с югославской компанией «Индастрия Нафте» пробурила скважину, в которой были обнаружены «ободряющие нефтепроявления». Но, учитывая слабую изученность Друзского прогиба в пределах Сирии, его отнесли к территориям неопределенных перспектив, по этому району прогноз запасов не проводился.

Поднятие Рутба распространяется на смежные части территории Сирии, Ирака и Иордании. В пределы Сирии входит его

северо-западный склон. В пределах Сирии к югу от Пальмирид прослеживаются три крупных разлома Саунет, Аалаб, Акфана и три коротких мелких разлома – Саба Биар, Фулейджан и Тенф.

В пределах северо-западного склона поднятия Рутба, по данным геологической съемки, можно выделить крупные пологие платформенные поднятия, осложненные локальными структурами и целая серия региональных широтных разломов, которые, вероятно, отвечают крупным расколам в кристаллическом фундаменте Аравийской плиты.

В южных районах Сирийской пустыни до широты разлома Аалаб основные перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями палеозоя и юры. Необходимо учитывать преобладающее значение в разрезе кембрия континентальных осадков над прибрежно-морскими и морскими, а также отсутствие над ним достаточно надежной покрышки, вследствие чего, рассчитывать на открытие значительных залежей углеводородов не приходится. Триас-юрские отложения, более перспективные для нефти и газа, залегают на небольшой глубине, которая не способствует сохранению ловушек. Это подтверждается повышенной битуминозностью известняков и мергелей, предположительно, юрского периода, вскрытых скважиной К-22, пробуренной вблизи границы Сирии и Ирака.

Наибольшее внимание нужно уделить северным районам Сирийской пустыни, где мощности мезозойских отложений резко возрастают и появляются региональные породы-покрышки (глинисто-гипсоносная толща средней юры). В рамках северной части Сирийской пустыни существуют благоприятные структурные формы для формирования залежей нефти и газа: брахиантиклинальные складки Мурраббаа, Уэред, Сарем и северо-западная периклиналь поднятия Сиррият. Две из них (Мурраббаа и Уэред) имеют большие размеры и очень пологие крылья. Тер-

ритория северо-западного склона поднятия Рутба по своему структурному положению, характеру разреза, морфологии складок, их размерам и времени формирования имеет много общих черт со «структурной террасой Хаза» Саудовской Аравии, где расположены наиболее крупные месторождения Ближнего Востока-Гхавар и Абкаик. На севере и востоке эти структуры располагаются на окраинной части Аравийской плиты, они имеют более сложное тектоническое строение. Особо выделяется среди них Пальмирская складчатая зона, которая располагается в центральной части Сирии (см. рис. 4.3).

Пальмирская складчатая зона. Пальмириды представляют собой интенсивные дислокации платформенного чехла северо-восточного простирания, их длина около 500 км, ширина – 100 км. Пальмириды представляют интенсивные дислокации платформенного чехла, связанные с внутриплатформенным палеозой-мезозойским прогибом, поверхность фундамента отмечена на глубине 8–9 тыс. м. С северо-запада и юго-востока Пальмириды ограничены параллельными разломами глубинного заложения. На западе они примыкают к зоне горных сооружений Ливана и Антиливана, расположенных в субмеридиональном направлении вдоль восточного побережья Средиземного моря. Эта зона связана со сводово-глыбовыми дислокациями северных окончаний Великих Африканских разломов. Там же хорошо развиты рифовые структуры (система грабенов и горст-антиклиналей). Некоторые грабены составляют межгорные впадины. Краевая часть платформы Пальмирид на севере осложнена Алеппским поднятием, представляющим собой асимметричную положительную структуру первого порядка, приуроченную к выступу фундамента. Поднятие Билас и Бишри объединяются в единую Северо-Пальмирскую зону, очень перспективную в нефтегазо-носном отношении. Большие перспективы имеют локальные поднятия, ослож-

няющие антиклиналь Бишри, так как они значительно меньше разбиты системой локальных разрывов, являющихся хорошими каналами для разрушения залежей нефти и газа. Об этом свидетельствуют существующие здесь месторождения асфальта Вади Джир и Шафат-Эль-Бешир. При бурении скважины Долаа в отложениях юры и нижнего мела установлены признаки нефти и газа в отложениях верхнего мела. Многочисленные следы асфальтов были обнаружены в отложениях перми скважиной Сухне, пробуренной непосредственно к югу от этого района, в пределах Южно-Пальмирской зоны.

Эти признаки показывают: во-первых, то, что в отложениях мезозоя и палеозоя обнаружено наличие промышленных скоплений нефти и газа, во-вторых, что значительная часть залежей уже разрушена в результате протекавших здесь интенсивных тектонических движений. Многие локальные структуры, особенно те, которые расположены в пределах поднятия Билас, разбиты глубинными разломами на отдельные блоки и лишь некоторые из них могут содержать промышленные залежи нефти и газа. Область внешних структур Пальмирид находится на юге от Южно-Пальмирской системы разломов. В скважине Сухне был получен приток углеводородного газа с дебитом около 350 тыс. м³ в сутки из отложений нижней юры. В районе локального разлома была пробурена скважина Дубайят. При бурении отмечались признаки нефти и газа в обеих скважинах из отложений пермо-карбона, триаса-юры. Все это указывает на возможность выявления здесь промышленных скоплений нефти и газа, особенно на менее нарушенных структурах, которые предполагаются в западной части этой зоны, в пределах впадины Сабхет Мух. Но, учитывая довольно высокую активность всей зоны в целом, рассчитывать на открытие крупных залежей нефти и газа не приходится. Складчатая зона Пальмирид не представляет большого интереса с точ-

ки зрения нефтегазоносности по причине высокой тектонической активности. Внимания здесь заслуживает обширная впадина Эд Дау.

Алеппский свод

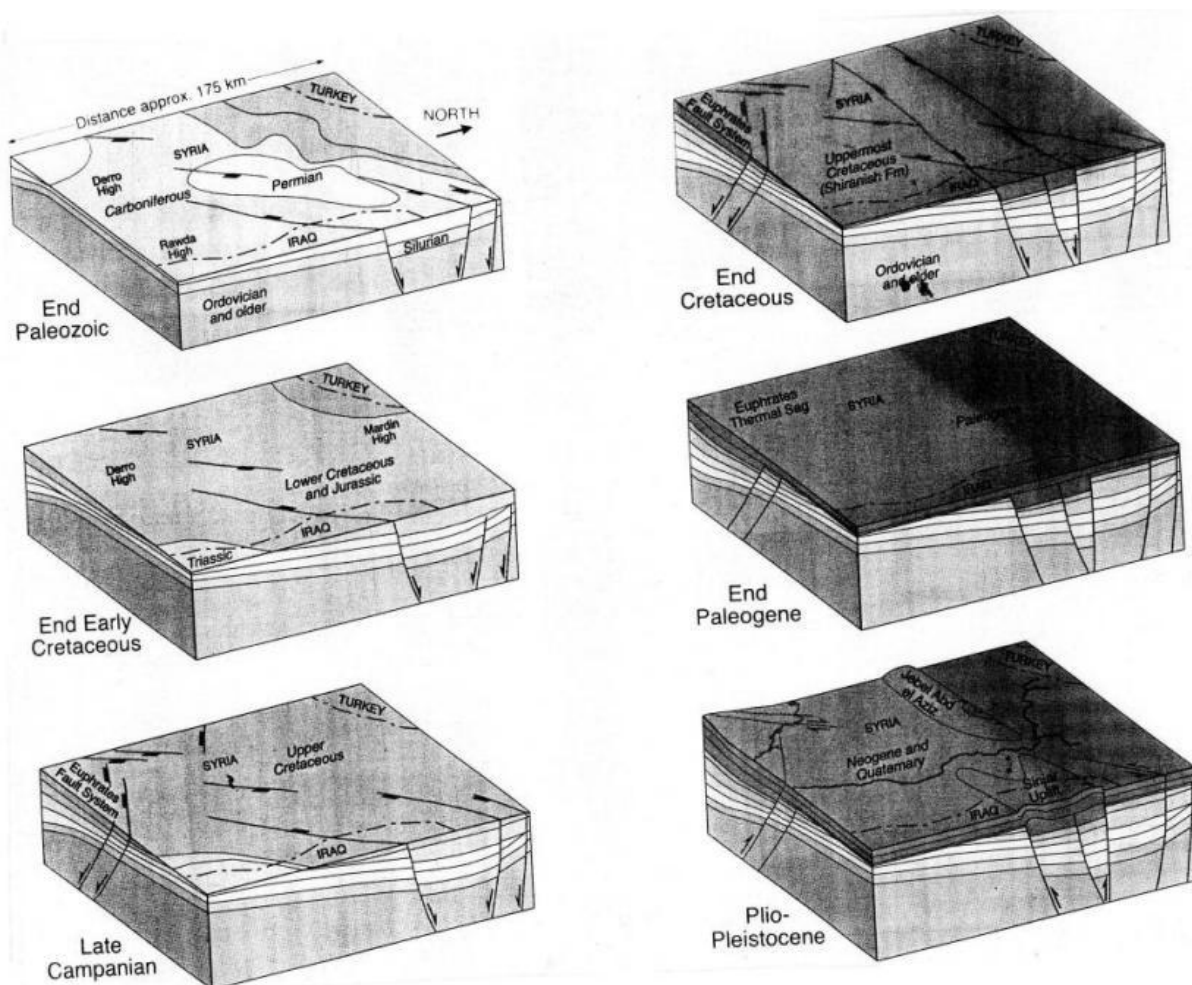
Алеппский свод представляет собой платформенную структуру по типу строения и развития сходную с антеклизмами. Он располагается на севере от Пальмирид, отделяясь от них палеогеновым прогибом Туркмание на юго-востоке и Хомской впадиной на юго-западе. Восточный склон Алеппского поднятия в сторону Месопотамского прогиба имеет крутую форму, а западный тянется вдоль складчатых сооружений Джебель-Ансария и Курт-Дага, пологую. Склоны Алеппского поднятия осложнены рядом брахиантиклинальных складок небольших размеров (5–10–15 км).

Учитывая большое число развитых в прилегающих к Хомской впадине районах Пальмирид битумопроявлений в отложениях сеномана, турона, кампанидия и палеогена, погребенные поднятия Хомской впадины имеют большой интерес для поиска и разведки нефтяных месторождений. Это приобретает важное значение, в связи с тем, что впадина расположена вблизи густонаселенных районов Сирии, кроме того, в городе Хомсе находится нефтеперерабатывающий завод. Перспективы нефтеносности Хомской впадины связаны с отложениями триаса, юры и мела. Алеппский свод на востоке ограничен Рессафинским структурным уступом, на западе – Ливано-Сирийским разломом приуроченным к нему грабеном Эль Габ. Значительные перспективы нефтегазоносности связаны с карбонатными отложениями нижней юры – триаса, так как над ними залегает 180-метровая глинисто-ангидритовая толща байоса, которая может служить прекрасной крышкой. Не исключена возможность обнаружения

промышленных запасов нефти в карбонатной толще среднего кембрия, которая перекрыта глинисто-алевритовой толщей верхнего кембрия и глинистыми сланцами ордовика.

Евфратская впадина

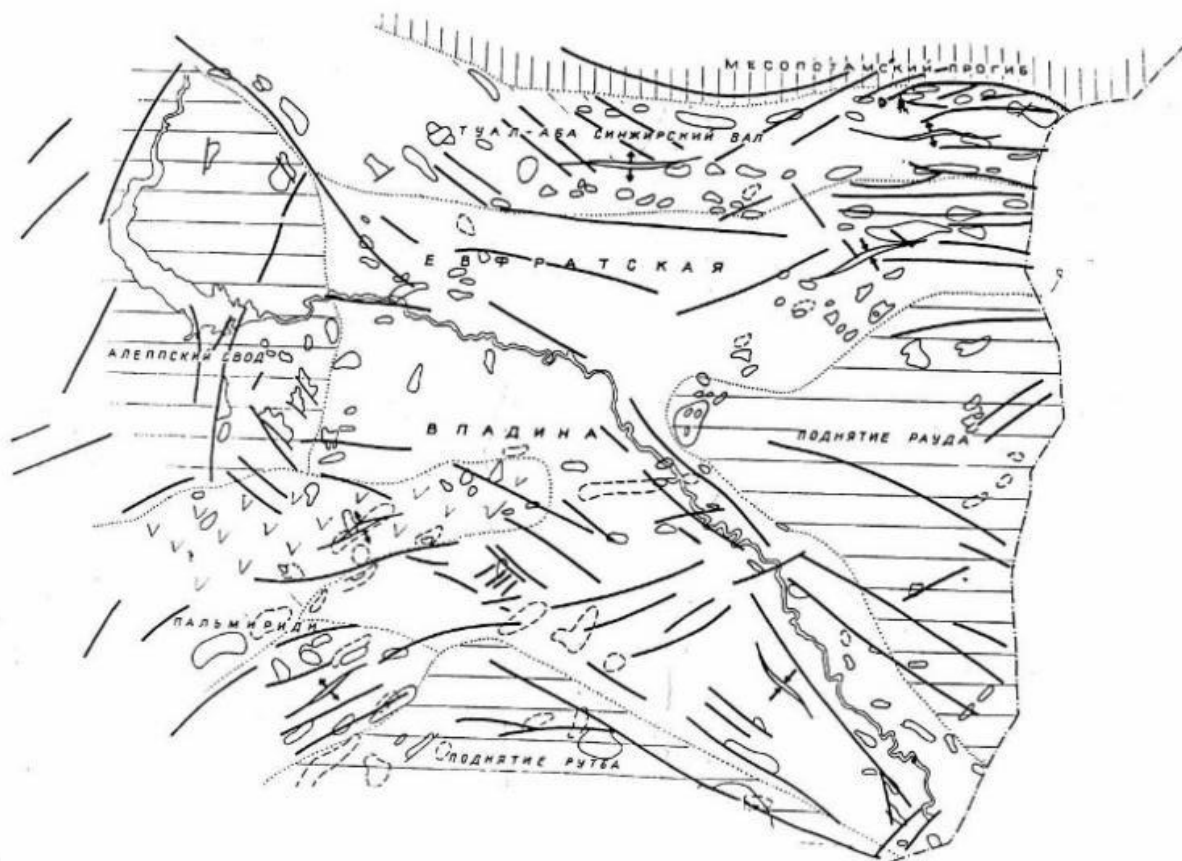
Схема концептуальной эволюции Евфратской грабеновой системы приведена на рис. 4.4.



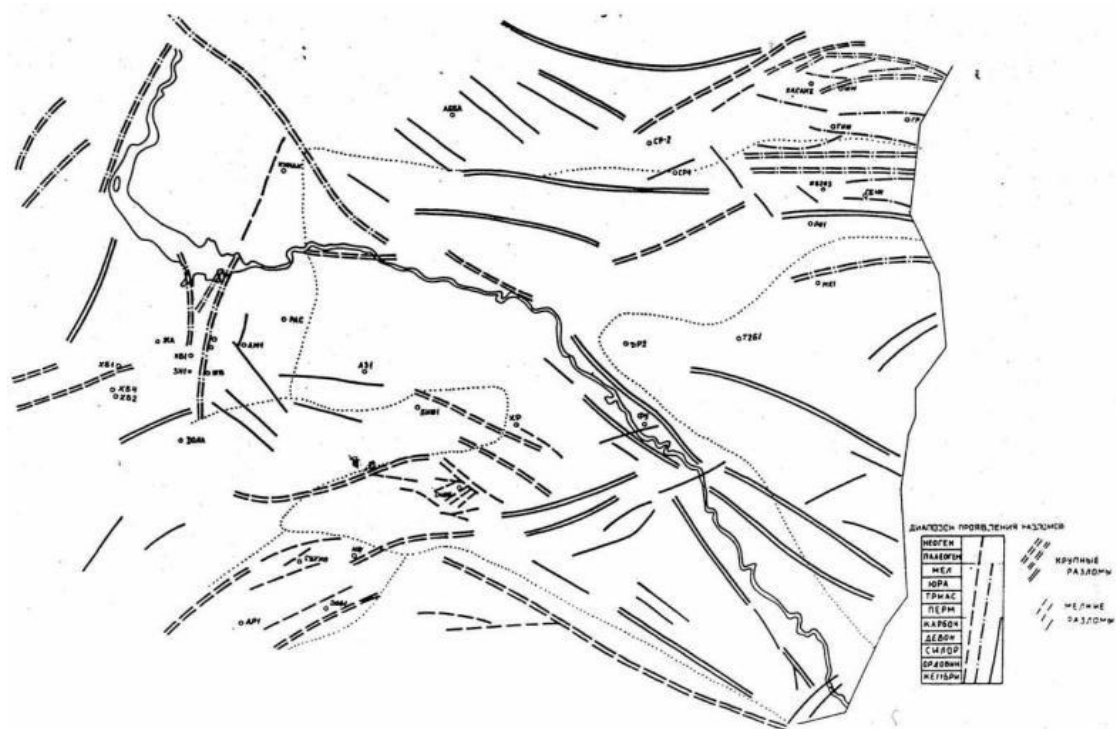
4.4. Схема геологической эволюции северо-восточной части Сирии

Евфратская впадина на территорию Сирии заходит своим западным окончанием и продолжается на восток, занимая большую часть территории Ирака (см. рис. 4.5, 4.6).

Евфратская впадина является приплатформенной зоной краевой системы Месопотамского краевого прогиба.



4.5. Карта разломов Евфратской впадины



Дейр-Эз-Зорское поднятие

В пределах Евфратской впадины, на востоке, выделяется крупное Дейр-Эз-Зорское поднятие субширотного простирания, размерами 100×40 км, которое находится на границе с Ираком. Амплитуда поднятия по поверхности палеозоя достигает 500 м (по данным бурения). Это поднятие связано с выступом в кристаллическом фундаменте и является структурой домезозойского заложения. Дейр-Эз-Зорское поднятие расположено в пределах Евфратской впадины, которая состоит из мощных толщ морских и континентальных неогеновых отложений. В ее пределах отмечены мощности палеогеновых отложений (по данным геологической съемки и структурного бурения). Породы неогена залегают практически горизонтально и только на бортах углы наклона резко возрастают, на склонах поднятий Рутба и Алеппо они составляют 3–4°, а на участках флексурообразных перегибов – до 10° и более.

В миоценовое время территория этого поднятия испытывала значительные прогибания, особенно в тортонский век, когда происходило накопление сульфатно-галогенных толщ свиты нижний фарс. Это очень важно, так как эти породы могут служить надежной крышкой для предполагаемых запасов, приуроченных к нижележащим отложениям нижележащего миоцена (свиты Джерибе), верхнего мела, триаса и палеозоя. Мощность осадочного чехла около 4000–4500 м. Перспективы нефтеносности связаны с отложениями палеозоя, в частности ордовика, где выделяется 6 песчаных пластов, разделенных непроницаемыми глинисто-сланцевыми прослоями. Отложения верхнего мела и триаса могут оказаться нефтеносными на склонах Дейр-Эз-Зорского поднятия, где их мощность значительно возрастает.

Наиболее изучена северо-восточная часть впадины Маза, где выявлено, месторождение Джебисса, к востоку от него сейсмо-

разведкой уточнено глубинное тектоническое строение площадей Гуна и Гбейбе и вновь выявлена небольшая структура Слуби.

Все эти структуры имеют большой интерес в деле поисков там нефтяных залежей, которые по аналогии с Джебиссой будут связаны с отложениями верхнего триаса, олигоцена (свита Чилоу) и среднего миоцена (свита Джерибе). Газонефтяное месторождение Джебисса приурочено к брахиантиклинальной складке широтного простирания. Эта структура на поверхности представляет брахиантиклиналь, осложненную четырьмя небольшими куполами, намечающимися по отложениям тортонского яруса. В ядре центрального купола на дневную поверхность выведены гипсово-известняковые отложения нижней части тортонского яруса. Крылья антиклинали сложены породами верхней части тортона и верхнего миоцена, структура имеет размер 13×5 км. К отложениям свиты Джерибе приурочены залежи газа и нефти, а к отложениям свиты Курачине – нефтяные залежи. Залежи нефти связаны с карбонатными отложениями свиты Чилоу олигоцена.

В районе Слуби пока не открыто промышленных накоплений нефти в отложениях юры и мела, но при благоприятных литологофациальных условиях можно надеяться на обнаружение их на обширной территории Евфратской впадины. Наличие в пределах впадины региональной покрывки, которая представлена сульфатно-галогенной толщей нижнего Фарса, представляет интерес для поиска промышленных запасов нефти и газа, связанных с нижележащими карбонатными отложениями на значительной части ее территории впадины. Для восточных районов Сирии, где развиты сульфатно-галогенные породы свиты Диббане, которые являются хорошей покрывкой, перспективы связаны с карбонатными отложениями олигоцена (свита Чилоу).

Джераблюс-Туальабба-Синжарская система валообразных поднятий

Принципиальная схема геологической эволюции северо-восточной части Сирии, с которой связано формирование этих поднятий приведена на рис. 4.7. Северный борт Евфратской впадины проходит вдоль Джераблюского и Туальаббского-Синжарского валов, которые осложнены большим количеством антиклинальных складок. Эта полоса простирается с северо-запада на восток на расстояние 460 км и проявили себя еще в меловое, а, возможно, и более раннее время.

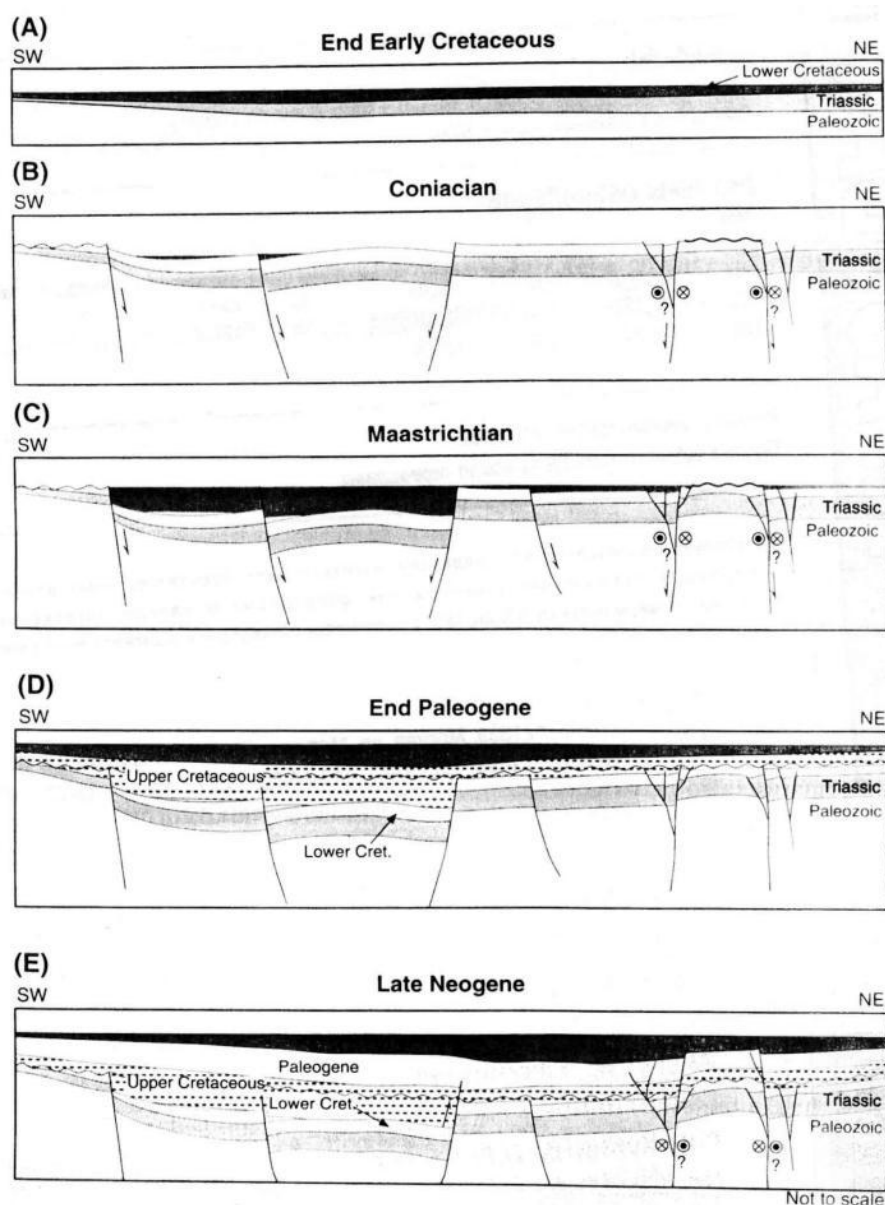


Рис. 4.7. Тектоническая карта центральных и восточных Сирии

Главным образом, перспективы открытия нефтяных залежей в этом районе связано с отложениями триаса, юры, мела и, может быть, палеозоя. В наиболее погруженных локальных структурах возможны залежи нефти и газа в эоцене и олигоцене, это связано с развитием здесь сульфатно-галогенных отложений.

На рисунке 4.8 приведены кривые оседания горных пород, полученные в результате анализа текущих толщин формаций по скважине Тишрин-2 в Синжарской области.

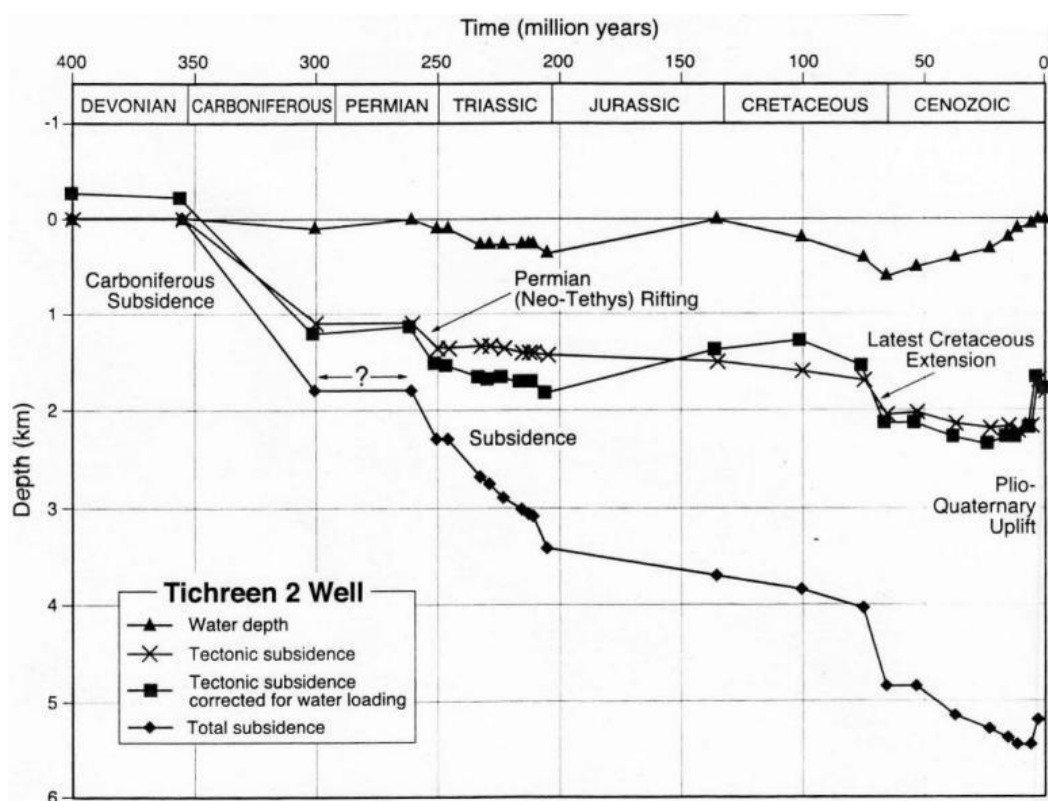


Рис. 4.8. Кривые оседания горных пород, полученные из анализа текущих толщин формаций по скважинам TISHRIN-2 в Синжарской области

Месопотамский краевой прогиб

Месопотамский краевой прогиб сформировался в заключительную фазу альпийского тектогенеза и горообразовательных движений, проявившихся в плиоцен – четвертичное время в пределах смежной геосинклинальной области Тавра и Загроса. Ряд крупных положительных и отрицательных структур прояв-

ляются в сирийской части Месопотамского прогиба, они сформировались в плиоцен-четвертичное время. На северо-востоке Сирии можно выделить две крупные молодые впадины (Предсинжарская и Предзагросская), заполненные мощными толщами плиоценовых отложений.

Предсинжарская впадина расположена на севере от Туальябско-Синжарского вала, и представляет собой отрицательную структуру широтного простирания длиной около 300 км, шириной до 70 км. Меловые отложения залегают здесь на глубине 2000–2500 м, а поверхность фундамента имеет отметку минус 5000–6000 м.

Предзагросская впадина находится на территории Сирии только своей северо-западной переклиальной частью и прослеживается вдоль южного крыла Суэдийской структурной зоны, севернее от крупной структуры Карачок, протягивающейся из Ирака через Сирию в Турцию.

В пределах сирийской части Месопотамского прогиба с северо-востока на юго-запад выделяются тектонические линии: Карачок-Лейлак, Суэдия-Румелан-Алиан, Хурбет-Эль-Буаб.

Тектоническая линия Карачок-Лейлак изучена сейсморазведкой и глубоким бурением. Лучше изучена структура Карачок, там были выявлены промышленные залежи нефти в свите Бутма нижней юры и в «массивном известняке» верхнего мела. На юге от Карачокской группы складок расположен прогиб, отделяющий тектоническую линию Суэдия-Румелан-Алиан. В пределах структуры, по данным геологической съемки по отложениям плиоцена с востока на запад, выделяются структуры Суэдия, Румелан и Алиан.

Тектоническая линия Хурбет-Эль-Буаб северо-восточного простирания находится в пределах Предсинжарской впадины, полого погружающейся в южном направлении.

Сравнительный анализ тектонического строения структурных линий Карачок-Лейлак, Суэдия-Румелан-Алиан с линией Хурбет-Эль-Буаб показывает их различный возраст. Первые две имеют вытянутую (линейную) форму и простираются параллельно общему простиранию Месопотамского прогиба. Структуры, составляющие тектоническую линию Хурбет-Эль-Буаб, являются более древними. Структуры, которые простираются перпендикулярно общему простиранию Месопотамского прогиба, сформированы в домеловое время. Поэтому они не выражены морфологически на поверхности.

5. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Государственная генеральная нефтяная корпорация создана в Сирии в 1960 г. Это стало началом развития нефтяной промышленности. В ноябре 1964 г. вышел государственный декрет о национализации всех минеральных ресурсов страны. Это обеспечило нефтяную корпорацию широким фронтом работ. Началось сооружение нефтеперерабатывающего завода в г. Хомсе и трубопровода. Завершение строительства нефтепровода, соединяющего северо-восточную группу месторождений с нефтеперерабатывающим заводом в г.Хомсе и портом Тартус, обеспечило стране быстрый ввод в эксплуатацию четырех крупных месторождений: Карачок, Суэдия, Румелан и Деррик. На рисунке 5.1 приведена схема инфраструктуры промышленности Сирии.



Рис. 5.1. Инфраструктура нефтегазовой промышленности Сирии

Краткие сведения о нефтяных и газовых месторождениях Сирии

ТУРЦИЯ

СИРИЯ

ИРАК

ИОРДАНИЯ

ИЗРАИЛЬ

ЛИВАН

Алеппо

Дамаск

р. Евфрат

р. Тигр

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

месторождения:

газовые

нефтяные

76

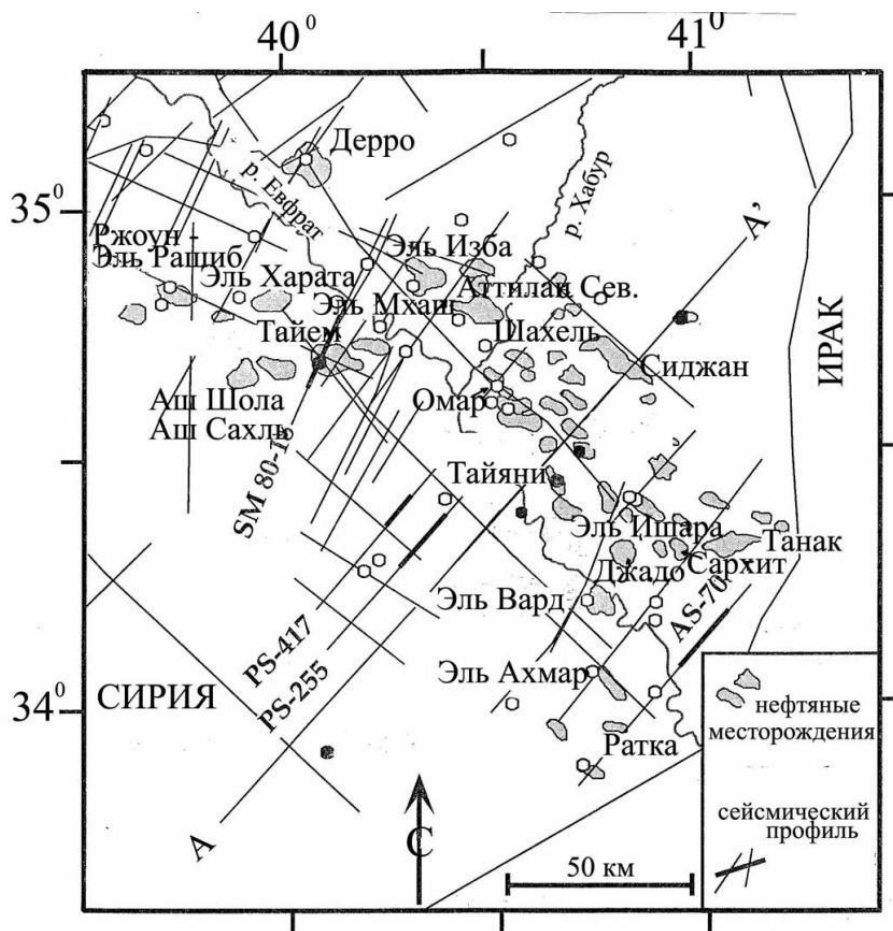


Рис. 5.3. Местоположение нефтяных месторождений в юго-восточной Сирии (Евфратская депрессия)

Румеланская группа месторождений

Эта группа месторождений включает в себя нефтяные месторождения: Суэдия, Карачок, Румелан, Сузаба, Аода и газонефтяные месторождения: Алиан, Аода, Лейлак, Дерик, Хурбе. Управление разработкой этих месторождений осуществляют подразделения Сирийской нефтяной Компании: Дирекцией Эль-Хасакских месторождений, Главный управляющий Анан Эль-Ибрагим. Общий фонд скважин на этих месторождениях около 1100, из них 700 скважин пробурено на месторождении Суэдия. Все месторождения разрабатываются более 30 лет, фонд скважин и инфраструктура старая. Средняя текущая обводненность продукции составила 50–70 %. Эксплуатация скважин производится в основном ШГН.

На 6 скважинах установлены румынские винтовые насосы, но они очень часто выходят из строя из-за поломок стартера. Установка винтовых насосов вместо ШГН даст по каждой скважине дополнительную добычу в размере 5–10 м³/сут. Специалисты румеланской группы месторождений отмечают, что для скважин работающих с высоким газовым фактором, установка газового якоря совместно с ШГН на 50 скважинах может привести к дополнительной добыче нефти в размере 200–300 тыс. тонн. Следует изучить вопрос установки ЭЦН совместно с газосепаратором для эксплуатации скважин с невысоким дебитом по нефти, но с высоким газовым фактором.

Дирекция Эль-Хассакских месторождений СНК разрабатывает следующие основные месторождения:

Алиан	С 1974 г, Средняя глубина залегания – 1947 м Действующий фонд скважин – 25 Удельный вес нефти – 0,940
Карачок	С 1956 г, Средняя глубина залегания – 2145 м Действующий фонд скважин – 103 Удельный вес нефти – 0,934
Румелан	С 1982 г, Средняя глубина залегания – 2145 м Действующий фонд скважин – 59 Удельный вес нефти – 0,910
Суэдия	С 1959 г, Средняя глубина залегания – 2145 м Действующий фонд скважин – 532 Удельный вес нефти – 0,910 Плотность сетки скважин – 36,8 га/СКВ.

Нефтегазовое месторождение Суэдия (см. рис. 5.4–5.8)

Месторождение Суэдия расположено в пределах северо-восточной Сирии, на границе с Ираком, и приурочено к крупной брахиантиклинальной складке субмеридиального простирания. Размеры в пределах нефтегазовой залежи 16×10 км, амплитуда около 500 м, наибольшей ширины складка достигает на границе Ирака – 14,5 км. К западу структура плавно сужается до 7 км

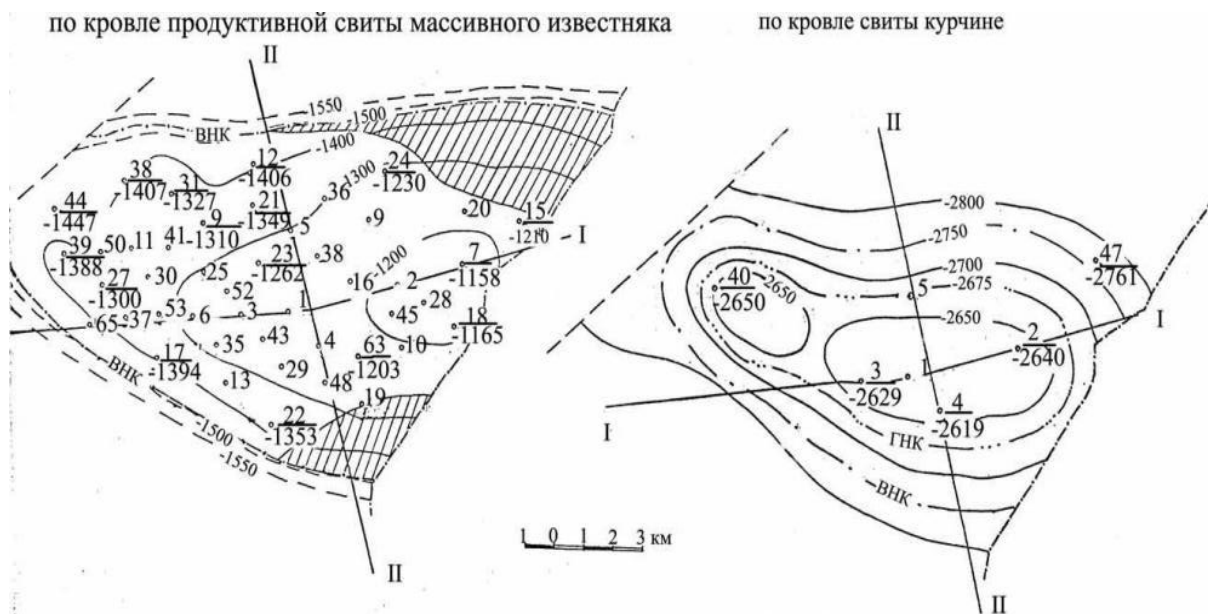


Рис 5.4. Структурные карты по кровле свиты массивного известняка и свиты Курачине месторождения Суэдия

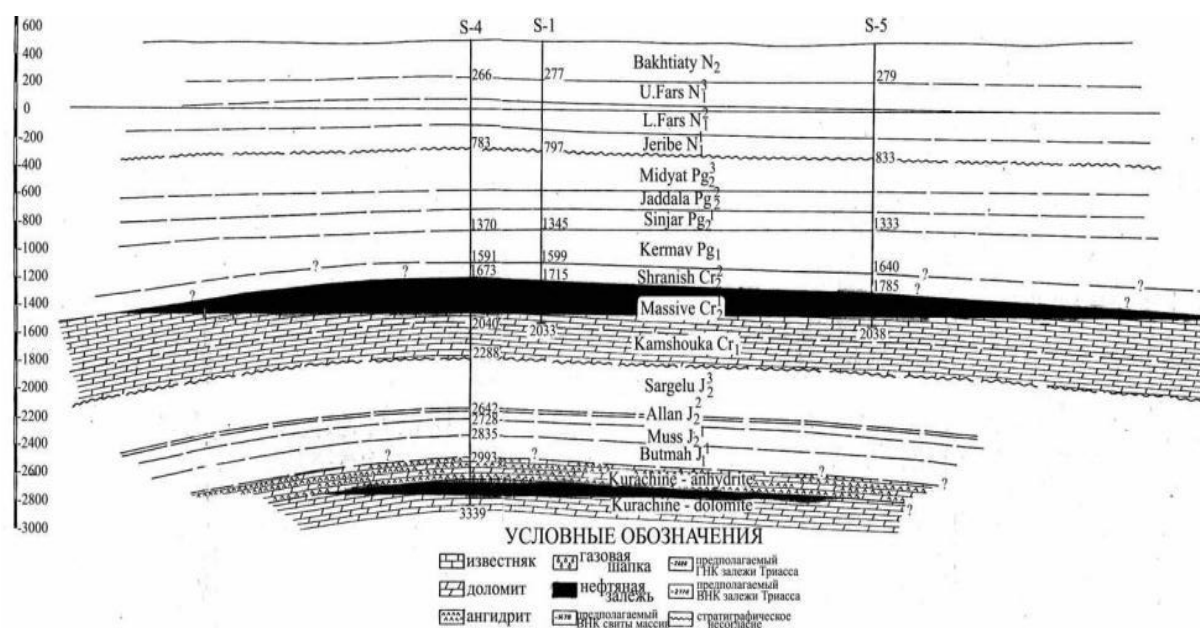


Рис 5.5. Геологический разрез по месторождению Суэдия

переходя в узкую выгнутую западную периклиналь, получившую самостоятельное наименование – месторождение Румелан. Складка характерна симметричным строением широким и пологим сводом и небольшими углами падения крыльев.

Месторождение Суэдия было открыто западногерманской компанией «Конкордия» в 1959 г. Структура залежи многоплас-

пластовая, основными объектами разработки залежи нефти в отложениях верхнего мела являются свита «Массивный известняк» доломиты и их разновидности.

На месторождении Суэдия есть одна скважина с высокой вязкостью нефти. Начальные запасы газа в триасе составили 4 млрд. м³, остаточные 2 млрд. м³.

Промышленная нефтегазоносность установлена в карбонатных отложениях Шираниш, Массив, Бутма, Курачине.

Залежь «Массивный известняк»

Самая крупная залежь связана с отложениями свиты Массив. Залежь свиты «массивный известняк» приурочена к пористо-кавернозно-трещиноватым известнякам верхнего мела. Залежь массивного типа. Глубина залегания продуктивного горизонта – 1600–1850 м, высота залежи 250–280 м.

Разработка залежи начата в 1968 г. Коллектор считается порово-трещино-кавернозным. Залежь характеризуется как массивно-водоплавающая с накопленным с востока на запад водонефтяным разделом в пределах гипсометрических отметок от 1450 до 1525 м и мощностью до 400 м. Нефть находится как в первичных пустотах (порах) матрицы, так и в трещинах, кавернах и иных пустотах вторичного происхождения. Пористость трещины принята равной 1 %.

Проницаемость изменяется от долей миллиарда до 3–5 дарси. Начальное пластовое давление составляет 178 атм, а температура 78 °С. Основные характеристики нефти: вязкость – 4,5 сПз; плотность – 0,84 г/см³, а дегазированность нефти – 0,905 г/см³; количество растворенного в нефти газа – 27 нм³/м³; давление насыщения 44 атм; объемный коэффициент – 1,124; удельный вес в пластовых условиях – 0,846 г/см³, а дегазированной нефти – 0,916 г/см³. Нефть высокоплотная (0,918) мало-парафинистая

(1,1), высокосернистая (3,5), высокосмолистая (22,5). Начальные запасы: геологические – 834600 тыс. м³ нефти, извлекаемые – 242074 тыс. м³ нефти. Запасы попутного газа 7987 млн. м³.

Таблица 5.1

**Основные геолого-физические параметры свиты
«Массивный известняк» (верхний мел) месторождения Суэдия**

№	Показатели	Значение показателей
1	Высота залежи, м	400
2	Средняя глубина залегания продуктивного пласта, м	1800
3	Средняя эффективная мощность продуктивного пласта, м: по зоне А по зоне В+С	42,0 18,9
4	Абсолютная глубина ВНК, м (средневзвешенная)	1480
5	Начальное пластовое давление (на абсолютной глубине), атм	178
6	Пластовая температура, °С	78
7	Средняя пористость эффективного объема, %: первичная: зона А зона В+С вторичная: зоны А+В+С	15,7 9,1 0,64
8	Средняя пористость неэффективного объема, % зона А зона В+С	0,22 0,69
9	Средняя общая проницаемость пласта в нефтяной части (первичных и вторичных пор), мД	148
10	Средняя нефтенасыщенность: в зоне А вторичных пор	63,3 85,0
11	Средняя вязкость пластовой нефти, сПз	4,2
12	Средний удельный вес нефти, г/см ³ : в пластовых условиях дегазированной нефти	0,846 0,916
13	Средний газовый фактор, м ³ /м ³	33
14	Вязкость пластовой воды, сПз	0,37

Залежь Шираниш

Залежь свиты Шираниш в пробную эксплуатацию введена в 1972 году. Нефть высокоплотная (0,906 г/см³), малопарафинистая (0,7), высокосернистая (4,0), высокосмолистая (24,05). Начальные

запасы, геологические – 122738 тыс. м³ нефти, извлекаемые – 13453 тыс. м³. Запасы попутного газа 4265 млн. м³.

Залежь Бутма

Со свитой Бутма связана нефтегазовая залежь. Нефть низкой плотности (0,849 г/см³), парафинистая (3,5), сернистая (0,94) малосмолистая (7,8). Извлекаемые запасы нефти – 190 тыс. м³, газа – 1290 млн. м³.

Залежь Курачине

Газонефтяная залежь свиты Курачине вскрыта на глубине 3150–3200 м и приурочена к трещиноватым доломитам. Высота залежи 120 м. Залежь массивного типа. К свите Курачине приурочена нефтегазовая залежь разрабатываемая 3 скважинами. Начата разработка в 1969 году.

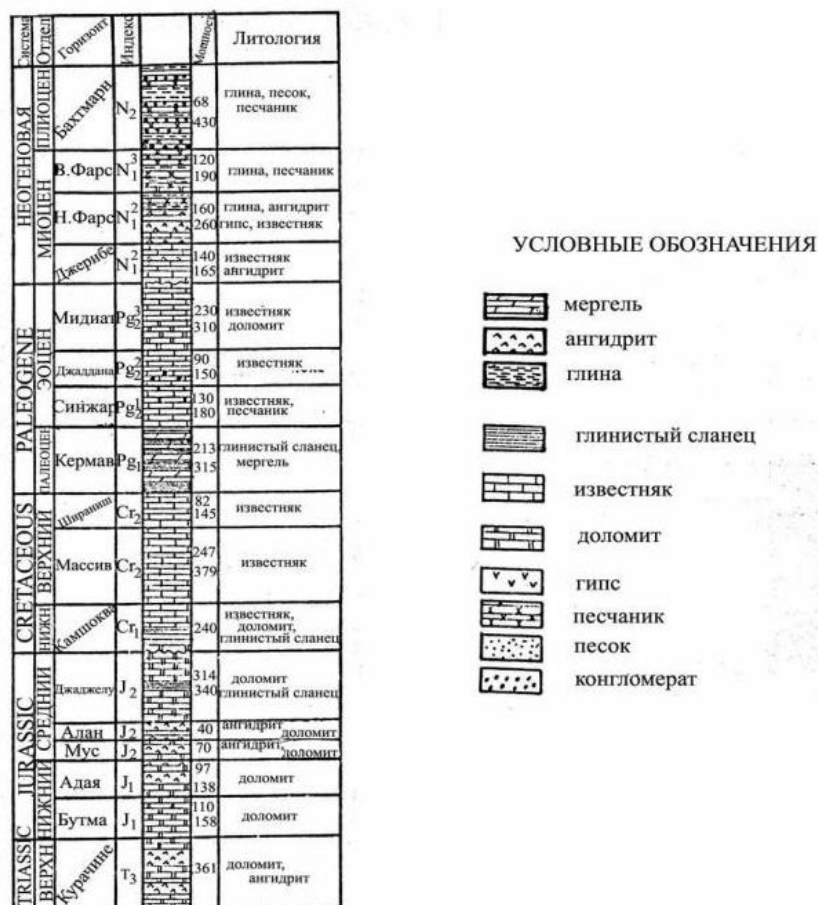


Рис. 5.6. Сводный литостратиграфический разрез месторождения Суэдия

Таблица 5.2

**Количественные проектные показатели разработки залежи
Массивный известняк месторождения Суэдия. Западная часть**

Показатели	Годы	
	1995	2000
Продолжительность лет	28	33
Число добывающих скважин	349	345
Отборы, тыс. м ³		
Нефти	3019	2790
Воды	7597	7732
жидкости	10616	10532
Число резервных скважин:		
Добывающих	63	72
Нагнетательных	7	7
Число нагнетательных скважин – всего	32	32
Переведенных из эксплуатации	–	–
Вновь пробуренных	–	–
Количество попутной воды нагнетаемой, млн. м ³		
В год	9,42	9,39
Нарастающие	98,24	145,39

Таблица 5.3

**Количественные проектные показатели разработки залежи
Массивный известняк месторождения Суэдия. Восточная часть**

Показатели	Годы	
	1995	2000
Продолжительность лет	28	33
Число добывающих скважин	132	121
Отборы, тыс. м ³		
Нефти	985	780
Воды	2726	2635
Жидкости	3711	3415
Число резервных скважин:		
Добывающих	36	36
Нагнетательных	4	4
Число нагнетательных скважин – всего	13	13
Переведенных из эксплуатации	–	–
Вновь пробуренных	–	–
Количество попутной воды нагнетаемой, млн. м ³		
В год	3,83	3,83
Нарастающие	42,84	61,99

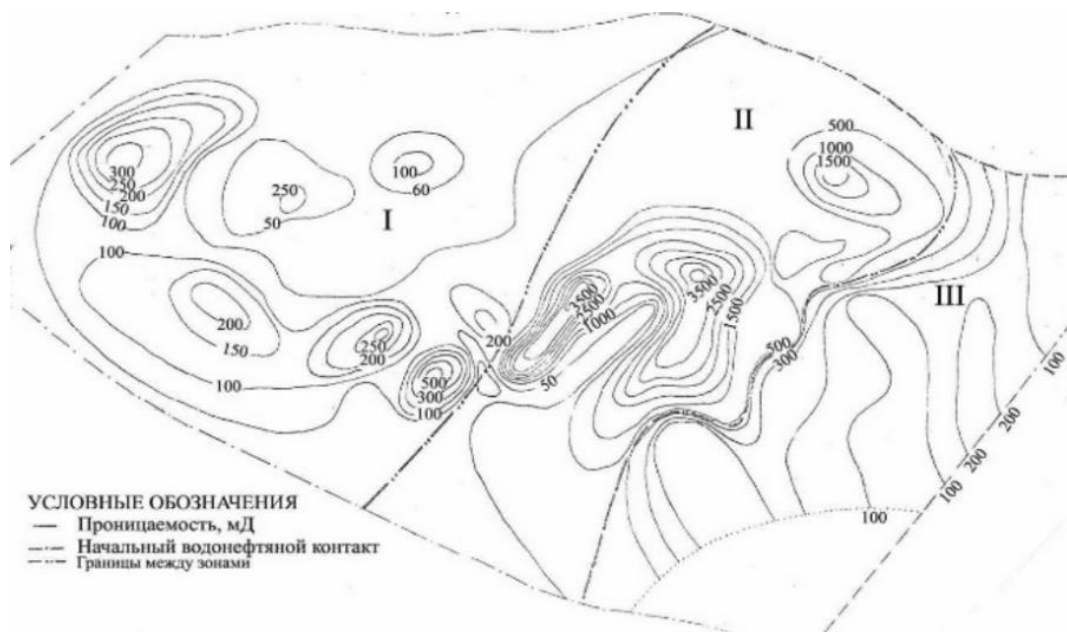


Рис. 5.7. Карта проницаемости месторождения Суэдия

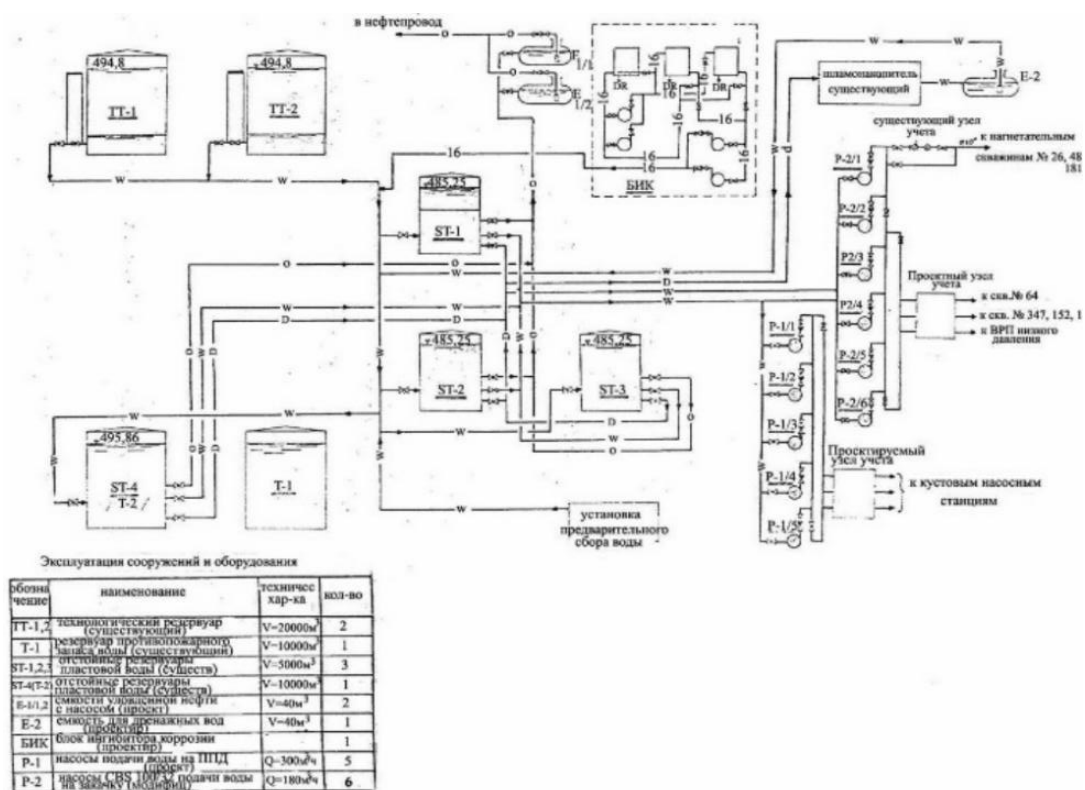


Рис 5.8. Принципиальная схема очистки пластовых сточных вод и подачи их для закачки на месторождении Суэдия

Нефть плотная ($0,867 \text{ г/см}^3$), парафинистая (4,7), сернистая (0,93), малосмолистая (8,9). Извлекаемые запасы нефти – 4470 тыс. м^3 , конденсата – 1650 тыс. м^3 , газа – 3690 млн. м^3 .

Глубина скважины: добывающей – 2000 м, нагнетательной – 2040 м.

Глубины скважин: добывающей – 1980 м, нагнетательной – 2020 м.

Таблица 5.4

Количество отбираемой воды по залежам САР, млн. м³/год

Месторождение	Объект	1995	2000
Суэдия	Массив Западная часть	7,61	
	Массив Восточная часть	2,72	
	Массив	10,33	
Карачок	Массив	1,48	
Румелан	Массив	0,89	
Хамза	Массив	0,55	
Остальные	Массив Шираниш Триас	– –	– –
Всего:		13,25	13,22

Нефтегазовое месторождение Румелан (см. рис. 5.9–5.11)

Месторождение Румелан открытое в 1962 году совместными усилиями сирийских и советских специалистов, является продолжением залежи нефти Суэдия и имеет с ней один водонефтяной раздел. Разработка залежи начата в 1969 году. Коллекторами нефти являются пористые и трещиновато-кавернозные известняки, доломиты и их разновидности. Высота залежи 127 м; начальное пластовое давление (на абсолютную глубину 1400 м) – 180 атм; пластовая температура 80 °С; вязкость 3,3 сПз; удельный вес – 0,837 г/см³.

Месторождение Румелан, располагается в 12 км к юго-западу от месторождения Карачок кулисообразно по отношению к Суэдии. В целом это асимметричная антиклинальная структура се-

веро-западного простирания с более крутым юго-западным крылом. На поверхности она сложена песчано-конгломератовыми отложениями плиоценового возраста. Морфологически на местности ей соответствует невысокая возвышенность.

В пределах месторождения продуктивными являются отложения свит Курачине верхнего триаса, «массивного известняка» и свита Шираниш маастрихтского возраста.

Свита Шираниш

Выше, в мергелистых известняках свиты Шираниш расположена газовая залежь, она может быть газовой шапкой залежи «массивного известняка».

Нефть высокоплотная (0,926), малопарафинистая (2,6), высокосернистая (3,58), высокосмолистая (22,5).

Геологические запасы нефти оцениваются в 58,5 млн.м³. Начальные извлекаемые запасы нефти в 16,7 млн. м³, принятая нефтеотдача – 0,285.

Залежь Массивный известняк

По кровле продуктивной толщи массивного известняка (по изогипсе – 1500 м) длина складки достигает 10 км, ширина 3 км, амплитуда поднятия достигает 250–270 м.

Нефтяная залежь свиты Массивного известняка приурочена к пористо-кавернозным известнякам верхнего мела. Пористость коллекторов изменяется в пределах 3–12 %, уменьшаясь в периклинальных частях структуры. Залежь массивного типа с водонапорным режимом. Высота залежи достигает 120–140 м. Водонефтяной контакт имеет отметку – 1450–1460 м. Нефть имеет удельный вес 0,936 г/см³. Нефть высокоплотная (0,926), малопарафинистая (2,6), высокосернистая (3,58), высокосмолистая (22,5).

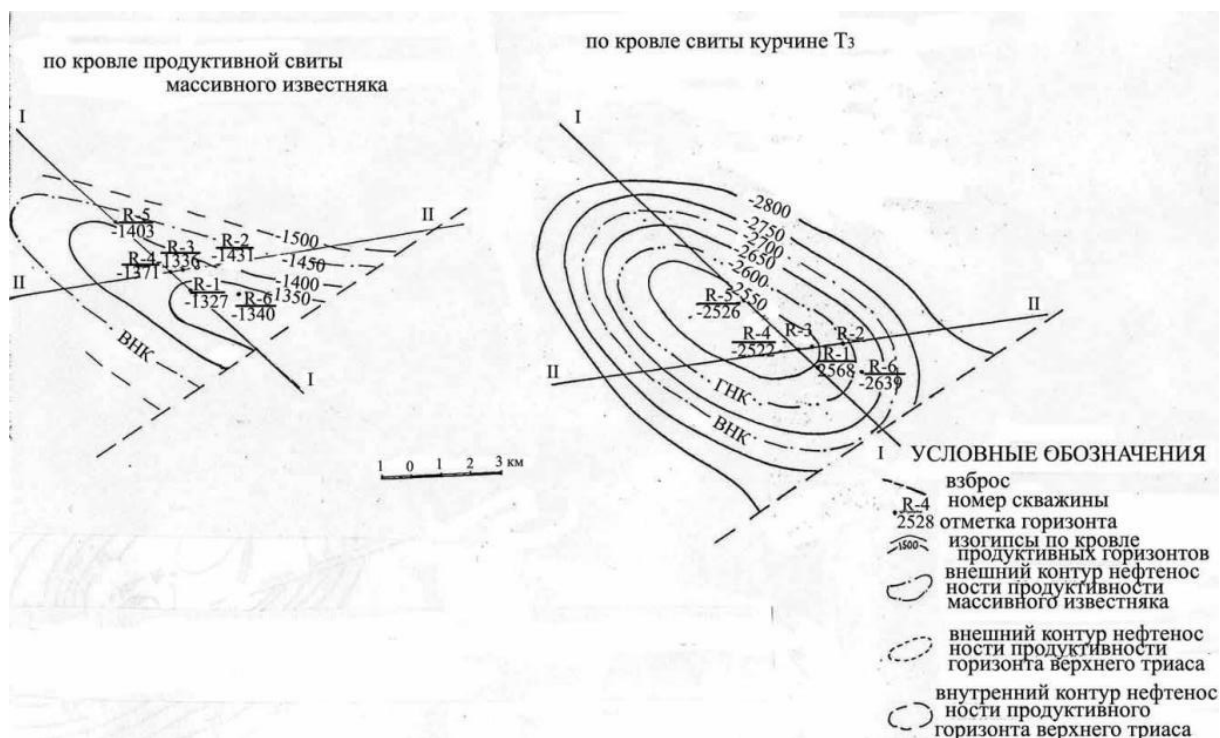


Рис 5.9. Структурные карты по кровле свиты массивного известняка и свиты Курачине месторождения Румелан

Таблица 5.5

Состав пластовой воды месторождения Румелан

Ионы	мг/л
Cl^-	35,5
CO_3^-	—
HCO_3^-	287
SO_4^-	15
NO_3^-	8
Ca^{++}	67
Mg^{++}	19
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	31
$\text{Fe}^{++} + \text{Fe}^{+++}$	0,05
H_2S	—

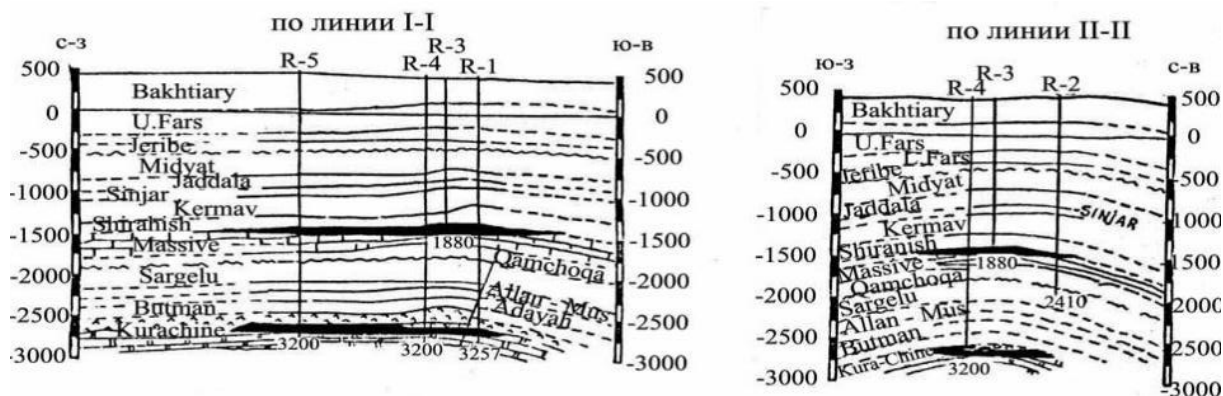


Рис. 5.10. Геологические разрезы по месторождению Румелан



System	Series	Formation	Index	Column	Thickness	Lithology
NEOGENE	Pliocene	Bakhtiary	N ₂		44 260	clay, sand sandstone and conglomerate
		U. Fars	N ₁ ³		300 358	clay, sand and sandstone
	Miocene	L. Fars	N ₁ ²		112 130	anhydrite, clay and limestone
		Jeribe	N ₁ ¹		110 143	dolomite and anhydrite
PALEOGENE	Eocene	Midyat	Pg ₂ ³		255 300	dolomite and limestone
		Jaddala	Pg ₂ ²		125 140	limestone
		Sinjar	Pg ₁ ¹		85 115	limestone
	Paleocene	Kermav	Pg ₁		215 300	marl and clayey shale
		Shiranish	Cr ₂		143 195	marl limestone
CRETACEOUS	Upper	Massive	Cr ₂		203 302	limestone
		Qamshoqa	Cr ₁		102 175	dolomite with flint concretion
	Lower					
JURASSIC	Middle	Sargelu	J ₂		265 307	dolomite and clayey shale
		Atlan	J ₂		40	dolomite and anhydrite
		Mus	J ₂		70	dolomite and limestone
	Lower	Adayah	J ₁		90 105	dolomite and limestone
		Butman	J ₁		134 150	dolomite
TRIASSIC	Upper	Kurachine	T ₃		433	dolomite and anhydrite

Рис. 5.11. Сводный литостратиграфический разрез по месторождению Румелан

Газонефтяной контакт залегает на отметке – 2580 м. В газе содержится конденсат в количестве 200 см/м³. Удельный вес конденсата 0,782 г/см³, количество бензиновой фракции 39 %. Всего начальных запасов газа 1,5 млрд. м³.

Нефтегазовое месторождение Карачок (см. рис. 5.12–5.14)

Месторождение Карачок – первое нефтяное месторождение в Сирии, открытое в 1956 г. американской компанией «Мехнол».

Месторождение Карачок расположено на правом берегу р. Тигр, в 10 км севернее месторождения Суэдия и приурочено к крупной асимметричной антиклинальной складке, вытянутой в субширотном направлении, с крутым южным и пологим северным крылом. На поверхности складка выражена тремя самостоятельными поднятиями, расположенными кулисообразно (с востока на запад – Каник Торамиш, Восточный Карачок и Западный Карачок). По кровле продуктивной свиты «массивного известняка» (кампан-турон) Карачок представляет собой удлиненную антиклинальную складку субширотного простирания, размерами 30×4,5 км и амплитудой поднятия 600 м. Складка Карачок осложнена серией нарушений различной ориентации, наиболее крупное из них проходит вдоль южного крыла. Вдоль южного крыла структуры параллельно ее оси протягивается крупный взброс, по которому северная часть структуры надвинута на южную. Амплитуда смещения по взбросу увеличивается с запада на восток от 200 до 500 м. В карбонатных отложениях свиты Бутма нижней юры и свиты «массивный известняк» верхнего мела найдены залежи нефти. Обе залежи массивного типа. Коллекторами нефти являются пористые и трещиновато-кавернозные разновидности известняков и доломитов. Месторождение имеет более сложное тектоническое строение, чем месторождение Суэдия и Румелан. Геологические запасы нефти состав-



Рис. 5.12. Структурные карты по кровле свиты «массивный известняк» (нижний мел) и свиты Бутма месторождения Карачок

ляют 191,0 млн. м³, начальные извлекаемые запасы нефти 61,0 млн. м³, коэффициент нефтеотдачи – 0,32.

Залежь свит «Массивный известняк» + «Камчука»

Массивная залежь нефти приурочена к карбонатным отложениям свиты «Массивный известняк» (верхний мел), также свиты «Камчука» (нижний мел). Она довольно длинная и узкая, ее размеры 21×2,6 км, экранирована тектоническими нарушениями по южному крылу складки. Эти свиты связаны между собой гидродинамически (по данным гидропрослушивания), хотя связь затруднена из-за наличия на контакте свит пропластков повышенной плотности.

Наиболее продуктивными представляются трещиновато-кавернозно-пористые известняки. Главные запасы нефти относят к первичному и вторичному пустотному пространству матрицы породы, которая характеризуется слабыми коллекторскими свойствами и частичной гидрофобностью. Проницаемость изменяется в широком диапазоне (от единиц 10⁻³ мкм² до нескольких квадратных микрометров) в зависимости от степени развития трещи-

новатости пород. За коллекторы принимались интервалы пород с проницаемостью, равной или более 1×10^{-3} мкм². В первичных пустотах матрицы продуктивных отложений размещалось четыре пятых начальных геологических запасов нефти и одна пятая находилась во вторичных пустотах.

Эта залежь неглубокая (1630–2100 м), начальное положение ВНК принималось на гипсометрической отметке – 1470 м, этаж нефтеносности около 470 м. Начальное пластовое давление в залежи (18,1 МПа на отметке – 1350 м) несколько ниже гидростатического и значительно превышает давление насыщения нефти газом (5,2 МПа). Пластовая температура 81 °С. Естественный режим дренирования залежи – активный водонапорный.

Нефть в пластовых условиях характеризуется низкой газонасыщенностью (32 м³/м³), повышенной вязкостью (9,85 мПа·с), значительно превышающей вязкость пластовой воды (0,37 мПа·с). Объемный коэффициент нефти 1,116. Плотность нефти в пластовых условиях составляет – 0,930 г/см³. Нефть тяжелая. Содержание серы 4,3–4,7 %, асфальтенов 13,6 %, смол 0,76 %. Эта залежь была введена в промышленную эксплуатацию в 1969 г. В настоящее время дебиты жидкости скважин составляют до 70–100 м³/сут и более. Разработка залежи осуществлялась умеренными темпами (не более 3–4 % от НИЗ нефти). В результате анализа промысловых данных были установлены определенные особенности в обводнении скважин и залежи в целом. В частности, выявлено опережение обводнения скважин в ряде поперечных профилей что предполагает интенсивное развитие трещиноватости в этих направлениях и наличие тектонических нарушений небольшой амплитуды. Было установлено существенное отставание в перемещении ВНК и выработке запасов в центральной части залежи (по данным скважин вскрывающих отложение свиты «Камчука» и расположенных в районе тектоничес-

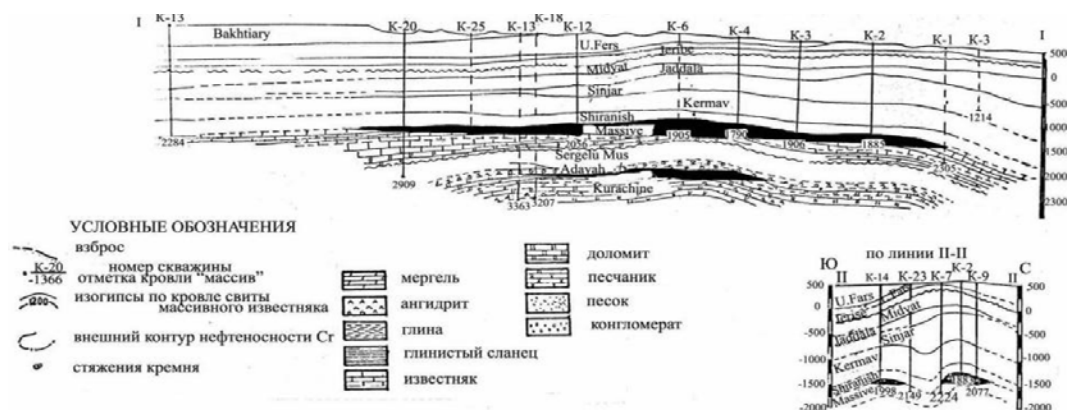


Рис. 5.13. Геологические разрезы по месторождению Карачок

ких нарушений на юге складки). На продольной профильной схеме ВНК в центральной части залежи оказался деформированным в сторону более низких отметок по сравнению с периклинальными участками.

При разработке массивной залежи месторождения Карачок широко практиковался последовательный перенос в скважинах интервалов вскрытия продуктивных отложений снизу вверх по мере их обводнения. Используя эти данные можно заключить, что в этот период оптимальным расстоянием для переноса интервала дренирования было не менее 40 м.

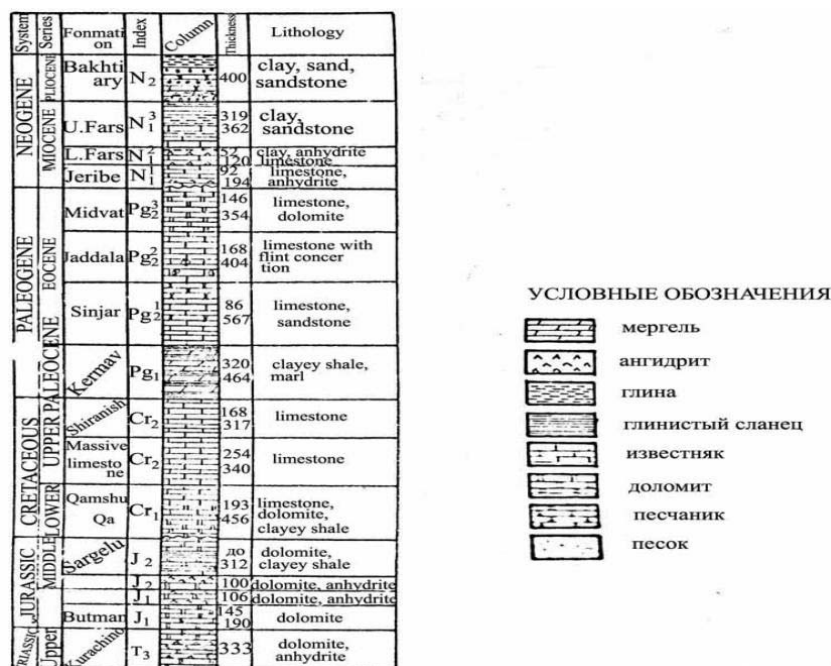


Рис. 5.14. Сводный литостратиграфический разрез месторождения Карачок

Таблица 5.6

**Основные сведения, характеризующие залежь
«Массивный известняк» и месторождения Карачок в целом,
продуктивный пласт и насыщающие его жидкости**

№№	Показатели	Значение показателей
1	Высота залежи	450
2	Средняя глубина залегания продуктивного пласта, м	1900
3	Средняя эффективная мощность продуктивного пласта, м	32
4	Средняя абсолютная глубина залегания начального ВНК, м	1470
5	Начальное пластовое давление (на абсолютную глубину), атм	180,3
6	Начальный режим залежи	Упруго-водонапорный
7	Пластовая температура С	81
8	Средняя пористость эффективного объема пласта, % первичная: в зоне А в зоне В в зоне С вторичная в зонах А+В+С	11,7 12,9 12,0 0,502
9	Средняя пористость эффективного объема, %	0,502
10	Средняя общая проницаемость (первичный + вторичных пор) пласта в нефтяной части, мД	
11	Средняя нефтенасыщенность первичных пор, %: первичная: по зоне А по зоне В по зоне С вторичная по зонам А+В+С	64,5 72,1 62,1 0,85
12	Средняя вязкость пластовой нефти (при давлении насыщения), сПз	9,0
13	Средний удельный вес пластовой нефти, г/см ³	0,855
14	Средний удельный вес дегазированной нефти, г/см ³	0,934
15	Средний газовый фактор, м ³ /м ³	31
16	Давление насыщения нефти газом, атм	56
17	Вязкость пластовой воды	0,37

В связи со сложным строением коллектора, повышенной вязкостью нефти за передней границей фронта вытеснения, формируется довольно большая зона, толщиной до 20–40 м. Если принять величину коэффициента охвата до 0,8–0,9, то, с учетом указанной выше величины коэффициента вытеснения (0,43), коэффициент нефтеизвлечения равен 0,344–0,387. Такие величины ближе к рассчитанным значениям, полученным с учетом неравномерного распределения запасов и непоршневого вытеснения нефти (0,308–0,448), чем к значению, рассчитанному без учета этих факторов (0,285).

Из приведенных данных видно, что нефть месторождения Карачок сильно отличается от нефтей месторождения Суэдия и Румейлан. Вязкость нефти в пластовых условиях равна 9 сПз (Суэдия – 4,2 сПз, Румелан – 3,3 сПз), она так же, как и нефти месторождения Суэдия, менее насыщена газом ($31 \text{ м}^3/\text{м}^3$), чем нефти месторождения Румелан ($51 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Давление насыщения нефти газом несколько выше, чем по Суэдия, но существенно ниже, чем по месторождению Румелан и равно 86 атм.

Залежь свиты Бутма

Залежь свиты Бутма вскрыта на глубине 2835–2895 м, залежь массивного типа.

Пористо-трещиноватые доломиты являются коллекторами (пористость 9–14%).

Извлекаемые запасы: нефти – 960 тыс. м^3 , газа – 1340 млн. м^3 .

Мощность продуктивной части достигает 70 м. Это газонефтяная залежь с водонапорным режимом. Покрышками служат ангидриты свиты Адаймах нижней юры. Свободный дебит нефти $156 \text{ м}^3/\text{сут}$ и газа $850000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Нефть тяжелая с удельным весом 0,920–0,974 $\text{г}/\text{см}^3$. В газовой части залежи содержится конденсат удельного веса 0,757–0,760 $\text{г}/\text{см}^3$.

Последний проект решения по доразведке нефтяного месторождения Карачок, характеризующегося сложным тектоническим строением, подготовил Французский Институт нефти (FPI).

Нефтяное месторождение Хамза

Месторождение Хамза прилегает с юга к восточному своду антиклинали Карачок. Связано оно с пологой двухкупольной брахиантиклиналью. Размеры складки 7×4 км, амплитуда около 250 м. Свод складки осложнен нарушениями меридионального направления. На площади Хамза пробурено 5 поисково-разведочных скважин глубиной 1900–2149 м, три из которых дали приток нефти из «Массива» с максимальным свободным дебитом $750 \text{ м}^3/\text{сут}$ (скв. №21). Залежь связана с отложениями свиты Массивный известняк и разрабатывается 6 скважинами. Вследствие отсутствия отдельной системы сбора добываемой нефти добыча месторождения Хамза учитывается совместно с добычей месторождения Карачок, и она составляет около 6 % от последней. Нефть высокой плотности – ($0,934 \text{ г/см}^3$), высокосернистая (3,2 %), беспарафинистая (0,28 %), высокосмолистая (21,2%).

Геологические запасы нефти составляют 21,6 млн. м^3 , начальные извлекаемые запасы нефти – 7,1 млн. м^3 , конечный коэффициент нефтеотдачи – 0,33.

Проект решения по доработке данного месторождения подготовлен для СНК, американским институтом IPR (Даллас).

Нефтяное месторождение Алиан (рис. 5.15–5.16)

В 12 км к северо-западу от месторождения Румелан располагается структура Алиан.

Месторождение Алиан представляет собой цепочку малых поднятий. Нефтяное месторождение Алиан приурочено к запад-

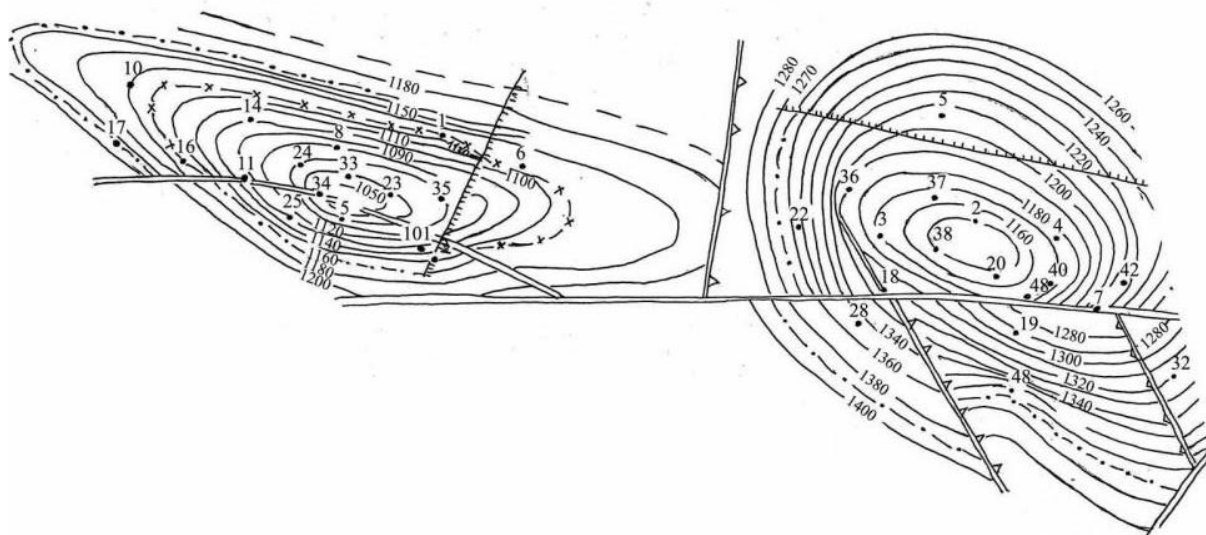


Рис. 5.15. Структурная карта по кровле горизонта Шираниш месторождения Алиан

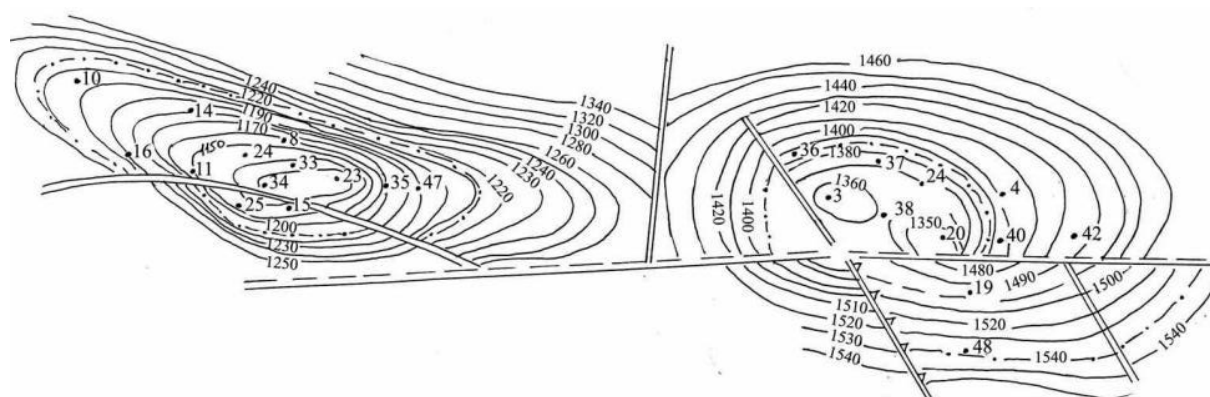


Рис. 5.16. Структурная карта по кровле горизонта «массивный известняк» месторождения Алиан

ному своду двухкупольной брахиантиклинали субширотного простирания. Расположено в 25 км к северо-западу от месторождения Суэдия. Западный свод отделен от восточного серией нарушений объединенных в сброс широтного направления и представляет собой антиклиналь с размерами 12×2,5 км, высота складки более 200 м.

Остаточные извлекаемые запасы менее 1,0 млн. тонн, текущая обводненность – 75 %, общий фонд скважин – 80, из них действующих – 20, вязкость пластовой нефти – 30–40 сПз, удельный вес нефти – 0,9–0,91 г/см³.

При строительстве скважин цементное кольцо до устья не поднимали, в среднем цементаж проведен до 1500 м.

Нефтяные запасы связаны с карбонатными коллекторами свит Шираниш и Массивный известняк.

Залежь Шираниш

На залежи Шираниш пробурено 16 скважин, 7 из которых находятся в эксплуатации. Разработка начата в 1976 году. Горизонт Шираниш содержит газовую шапку.

Залежь «Массивный известняк»

Верхнемеловая залежь нефти свиты «массивный известняк» месторождения Алиан.

Залежь характеризуется небольшими геологическими запасами (не более 12–16 млн. м³) и малым этажом нефтеносности (не более 50–60 м). Из трех свит верхнего мела А, Б и С, две свиты Б и С уже обводнены, идет разработка свиты А. Система поддержания пластового давления отсутствует. Имеется система утилизации попутно добываемой воды.

Подвеска насоса ШГН осуществляется на глубине 1300–1350 м. В то же время, отмечается понижение динамического уровня до глубины 1250 м. Разработка залежи будет характеризоваться большой обводненностью добываемой продукции ввиду отсутствия возвратных интервалов. Скважины этой залежи должны эксплуатироваться с низкими дебитами (в среднем не более 40 м³/сут). Нефть высокоплотная (0,962 %), высокосернистая (2,59 %), парафинистая (1,05 %), смолистая.

Нефтяное месторождение Хурбет (рис. 5.17)

Месторождения Хурбет располагается в 40 км к юго-западу от Карачока, в 5 км к югу от железнодорожной станции Димир-

Копу. По кровле нижней пестроцветной части отложений тор-тонского яруса миоцена это пологая брахиантиклинальная складка запад-северо-западного простирания длиной 10 км, шириной 6 км и выстой 50 м. Скважиной №1 из доломитов свиты Курачине из интервала 2975–3085 м был получен периодический фонтан с дебитом до 100 м³/сут. Удельный вес нефти 0,936 г/см³.

По более глубоким горизонтам складка имеет вид двукупольного поднятия: западный купол 1,5×1 км и восточный 5×1,5 км. Амплитуда поднятия около 70 м. Нефть получена в интервале 2975–3035 м, ее удельный вес – 0,936 г/см³.

Нефтяная залежь связана с формацией Курачине. На месторождении пробурено 6 скважин, в 3-х из них получены промышленные (до 100 м³/сут) притоки нефти. Нефть высокоплотная (0,924 %), беспарафинистая (0,15 %), высокосернистая (2,3 %) высокосмолистая (21,0 %). Начальные извлекаемые запасы: нефти – 1574 тыс. м³, газа – 19 млн. м³.



Рис. 5.17. Месторождение Хурбет. Структурная схема по кровле свиты Курачине

Нефтяное месторождение Эль-Буаб

Месторождение приурочено к северо-восточной периклинали крупной брахиантиклинальной складки с размерами 2×4 км, осложненной четырьмя самостоятельными поднятиями. Основная складка не разбуривалась. В пределах северо-восточного купола, размеры которого $3,5 \times 1$ км, пробурено 2 скв., в одной из них получен приток нефти из отложений Чилоу (752–800 м) – 860 л. за 4 часа. Нефть высокой плотности ($0,937 \text{ г/см}^3$), высокосернистая (4,8).

Нефтяное месторождение Лейлак

Месторождение располагается на расстоянии 12 км к северо-западу от месторождения Карачок. Приурочено оно к брахиантиклинали, размеры которой 7×2 км; есть предположение, что складка находит свое простираие и на территорию Турции.

На месторождении пробурено 3 скважины, в одной получен промышленный приток ($40 \text{ м}^3/\text{сут}$) нефти при отработке компрессором. Залежь связана со свитой Массив. Нефть высокоплотная – $0,951 \text{ г/см}^3$. Начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 1260 тыс. м^3 , газа в 13 млн. м^3 . Месторождение находится в консервации.

Нефтяное месторождение Сузаба (Саид-Зураб-Бабаси)

(рис. 5.18)

Геологические запасы нефти составляют 253 млн. м^3 , начальные извлекаемые запасы нефти – 17,75, конечная нефтеотдача – 7 % (на естественном режиме).

Всего на Сузабе пробурено 85 скважин (из них 32 горизонтальные), в т.ч., на Бабаси 23 горизонтальных и 15 вертикальных (разбурены по сетке 1000×1000 м). Дебит горизонталь-

ных скважин в 3–4 раза выше, чем дебит вертикальных скважин (50–70 м³/сут по сравнению с 10–20 м³/сут).

Глубокое поисковое бурение начато в 1975 году на участке Бабаси и в 1977 году на участках Саид и Зураб.

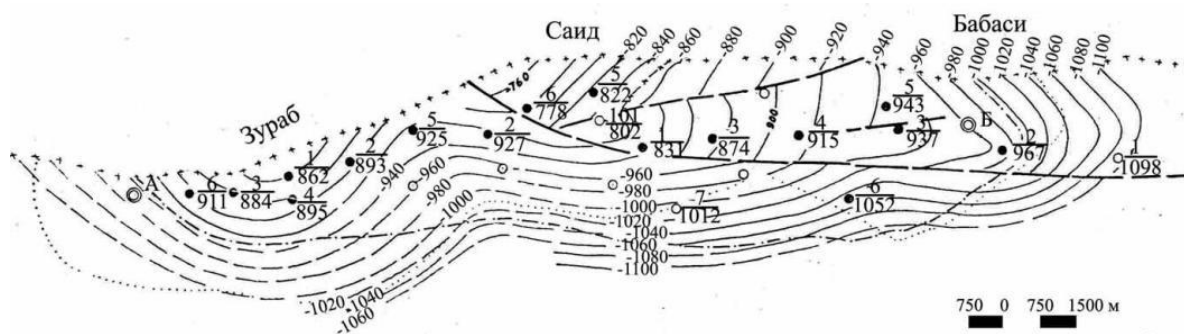


Рис. 5.18а. Структурная карта месторождения Сузаба (Саид-Зураб-Бабаси)

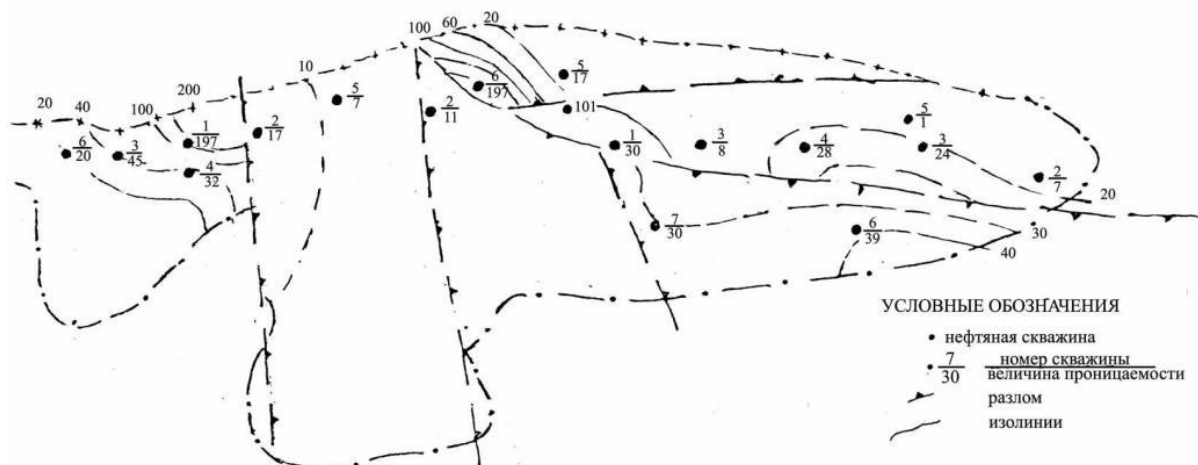


Рис. 5.18б. Карта проницаемости на месторождении Сузаба (Саид-Зураб-Бабаси)

Положительная структура Сузаба, объединяющая все три площади месторождения (Зураба, Саид, Бабаси), представляет далекое продолжение Суэдия-Румеланского тектонического вала и расположена во внешней зоне Месопотамского прогиба. Структура Саид-Зураб в сирийской части разделена на три блока тектоническим нарушением сбросового типа. Общая длина разведочной продуктивной площади в пределах Сирийской струк-

туры (между скважинами Зураб-6 и Бабаси-3) по кровле Шираниш, достигает 15 км. С турецкой стороны структура носит название Шамерло-Акзетибе. Большая часть структуры расположена на территории Турецкой Республики.

Залежь Шираниш

Средняя обводненность продукции скважин залежи Шираниш небольшая – 5–15 %. Дебит нефти варьируется от 3 до 40 м³/сут, в среднем составляя 10 м³/сут. Глубина подвески ШГН составляет 1200–1300 м. Давление насыщения нефти газом – 70 атм, текущее пластовое давление – 150–160 атм. Депрессия на пласт – 30–35 атм.

Промышленная нефтеносность отложений свиты Шираниш установлена при опробовании разреза испытателем пластов в скважине №1 Зураб в ноябре 1977 года, а на участках Саид (скв. №1) и Бабаси (скв. №3) – в начале 1978 года. Геологический разрез осадочного комплекса аналогичен разрезам соседних хорошо изученных нефтяных месторождений Алиан, Румелан, Суэдия и Карачок. Самой глубокой является скважина № 101, пробуренная в 1977 году на участке Саид (2860 м) и вскрывшая разрез от плиоцен-миоценовых отложений до пермо-карбона. Скважина №1 Зураб проведена до глубины 2648 м и остановлена в отложениях свиты Курачине-доломит (триас). С конца 1979 года разведочное бурение на площади прекращено. Структурная карта, построенная по кровле отложений свиты Шираниш, предполагает наличие как минимум 4 блоков, отделяемых друг от друга тектоническими нарушениями сбросового типа с амплитудами до 110 м. Размеры структуры в пределах изогипсы минус 1000 м составляет в широтном направлении примерно 22 км и в меридианальном – до 3 км.

Продуктивные отложения свиты Шираниш (верхний отдел

меловой системы – нижняя часть маахстрихского и верхняя часть компонского ярусов) толщиной 80–120 м, представлены карбонатными породами различного типа: известняки, мелоподобные известняки.

Коллектор порово-трещинного типа, что обуславливает массивный характер залежи. Однако, наличие в разрезе плотных интервалов придает залежи признаки пластового типа. Режим работы залежей – упруго-водонапорный.

По литологической характеристике в свите Шираниш выделяются два высокопористых зональных интервала (сверху вниз: Шираниш I и Шираниш II). Основная часть разреза характеризуется плотными карбонатными породами, переходящими в нижней части разреза в мелоподобные известняки. При нижнем переделе промышленной пористости 13 %, пористость продуктивных пластов достигает величины 28–29 %, составляя, в среднем, по керну – 20 %, по геофизике – 19 %. Проницаемость коллекторов изменяется от 0 до 1 мкм², составляя, в среднем, 70×10^{-3} мкм².

Скважины характеризуются низкой производительностью, составляя, в среднем, 10–15 т/сут. Нефти относятся к тяжелым, их плотность равняется 970 кг/м³ и 950 кг/м³ соответственно, вязкость измеряется тысячами мПа.с, с аномально высоким содержанием асфальто-смолистых веществ (30–40 %). Залежь нефти в отложениях Шираниш приурочена к структурной ловушке, тектонически нарушенной и с большой вероятностью наличия границ замещения проницаемых пород непроницаемыми.

На месторождении Сузаби коллекторами нефти в отложениях Шираниш служат пористо-кавернозные-трещиноватые известняки и их разности. Основные запасы нефти связаны с пористыми (гранулярными) разностями известняков-калькаренитов (известковым песчаникам). Залежь Шираниш имеет значительные запа-

сы (ориентировочно более 275 млн. м³ балансовых и 23,3 млн. м³ извлекаемых), сравнительно низкую вязкость нефти в пластовых условиях (31 сПз) и хорошую проницаемость продуктивной свиты (69 мД). Отсутствуют сложные нерешаемые технические проблемы эксплуатации скважин. При форсированном разбуривании залежи Шираниш месторождения Сузаби следует ожидать максимальной стабильной добычи нефти в течение 4–5 лет в объеме не менее 300–400 тыс. м³/год. Нефтеотдача свиты при естественном режиме дренирования оценивается по блокам равной 8,2–8,8 %. Залежь представляется на данной стадии изученности как квазипластовая, сводовая, тектонически экранированная и со сложной конфигурацией контакта замещения проницаемой части разреза непроницаемыми породами. Толщина переходной зоны (расстояние от поверхности ВНК до отметки с остаточной, постоянной водонасыщенностью матрицы породы) может достигать нескольких десятков метров, повторяя сложную конфигурацию поверхности ВНК. Толщина переходной зоны на участке Зураб в районе скважины №4 и на участке Бабаси в районе скважин № 4 и 5 равна примерно 50 м. Анализ пластовых и поверхностных проб нефти приведен в таблицах 5.8, 5.9, 5.13, 5.16, 5.17. Чисто газовые горизонты на месторождении Саид-Зураб-Бабаси отсутствуют.

Таблица 5.7

Результаты анализов пластовых вод месторождения Сузаби

№№	Показатели	Средняя величина показателя
1	Плотность воды, г/см ³	1,0188
2	Содержание ионов, мг/л	
	Ca ⁺⁺	3622
	Mg ⁺⁺	902
	Cl ⁻	14867
	H ₂ S	0
	PH	7,0

Таблица 5.8

**Объем и результаты исследований поверхностных проб нефти залежи
Саид-Зураб по пласту Шираниш**

№№	Показатели	Средняя величина показателя
1	Плотность нефти в стандартных условиях (15,5 °С), г/см ³	0,9688
2	Кинематическая вязкость нефти при температурах, сСт 20 °С 30 °С 40 °С 50 °С 60 °С	6288 2599 1268 640 277
3	Содержание светлых фракций при температуре, % вес. 100 °С 150 °С 200 °С 250 °С 300 °С	0,36 5,6 11,5 22,4 24,7
4	Содержание в нефти: асфальтенов, % вес. смола, % вес. парафина % вес. воды, % вес.	19,7 13,6 2,5 13,2
5	Температура застывания, °С	-1
6	Температура начала кипения °С	56

Физико-химические свойства нефтяных газов изучались по пробам из затрубного пространства или факельных линий. Основные результаты анализа приведены в табл. 5.10. Нефтяной газ, в основном, состоит из метана (80,5 % в среднем). Содержание сероводорода колеблется от 0,5 до 1,2 %. Повышенное содержание метановых фракций в растворенном газе может являться косвенным признаком наличия в блоке Саид газовой шапки, наличие которой требует дополнительного подтверждения.

Таблица 5.9

**Результаты исследования нефти по глубинным пробам скв. №2
месторождения Саид**

№№	Параметры	Значения параметров
1	Дата отбора пробы	14.02.79
2	Глубина отбора пробы, м	1440
3	Пластовое давление на глубине отбора, ат	124,7
4	Температура на глубине отбора пробы, °С	55
5	Давление насыщения нефти газом (при 55 °С), ат	73
6	Газовый фактор м ³ /м ³	36
7	Объемный коэффициент нефти	1,13
8	Коэффициент растворимости, м ³ /атм	0,5
9	Плотность нефти (при 55 °С и 124,7 атм), г/см ³	0,87
10	Плотность дегазированной нефти при 20 °С, г/см ³	0,94
11	Коэффициент сжимаемости нефти, 1/атм:10 ⁻⁵	26,62
12	Вязкость нефти (при 55 °С и 124,7 атм),сПз	30,95

Таблица 5.10

**Анализ пластового газа для пласта Шираниш месторождения
Саид-Зураб-Бабаси**

Показатели	Кол-во скважин/ кол-во отобранных проб	Средняя величина показателя
Плотность: абсолютная, г/л	13/19	1,0014
относительная	13/19	0,8260
Содержание, % объемные:		
CH ₄	13/19	70,4
C ₂ H ₆	13/19	7,65
C ₃ H ₈	13/19	5,83
iC ₄ H ₁₀	13/19	0,98
nC ₄ H ₁₀	13/19	2,78
iC ₅ H ₁₂	13/19	0,94
nC ₅ H ₁₂	12/18	1,15
C ₆ H ₁₄	9/14	1,26
H ₂ S	8/12	0,86
CO ₂	13/19	3,77
N ₂	13/19	4,38

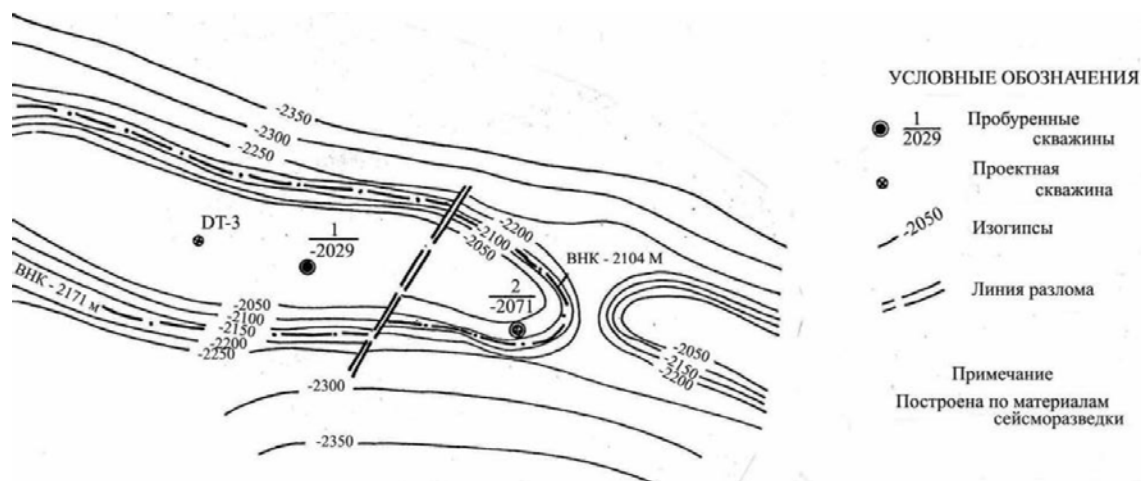


Рис. 5.19. Месторождение Деррик. Схематическая структурная карта по кровле «массивного известняка»

Характерной особенностью нефтяного газа залежи Шираниш является повышенное содержание нормального бутана – 2,78 %, углекислого газа – 3,77 % и азота – 4,38 %, и пониженное количество изопентана – 0,94 %.

Сведения о пластовых водах по свите Шираниш приведены в табл. 5.7, имеющиеся данные говорят об их высокой минерализации. В пластовых условиях при температуре около 50 °С пластовые воды имеют вязкость около 0,6 сПз (по данным разведки – 0,75 сПз), что в условиях высоковязких нефтей служит крайне неблагоприятным фактором для разработки залежи, так как соотношение вязкости пластовой нефти и пластовой воды оказывается значительно больше 50. Четкого раздела вода-нефть, то есть водо-нефтяного контакта, вероятно, в данном коллекторе не существует. Это обстоятельство связано с наличием большой толщины переходной зоны, где нефтенасыщенность коллекторов 50 % и менее.

По залежи Шираниш месторождения Саид-Зураб диапазон проницаемости горной породы, определенный по 1532 образцам керна, изменяется от 31 до 183 мД и в среднем составляет 69 мД.

По отдельным образцам горной породы с трещинами она достигает 600–700 мД.

Проницаемость продуктивных отложений, определенная по результатам гидродинамических исследований скважин (имеется одна индикаторная линия и одна КВД), 24–34 мД, ниже, чем по кернам. Учитывая, что продуктивный коллектор залежи Шираниш месторождения Саид-Зураб представляется в целом как порово-кавернозно-трещинный, есть основание предполагать, что эффективная мощность разреза близка к общей мощности, определяемой в пределах от кровли продуктивных отложений Шираниш до поверхности ВНК. Пористость насыщения, определенная по 1705 образцам кернов, изменяется от 12 до 23 %, составляя в среднем 20 %. Совместный анализ данных ННК, ГГК и АК показал, что рассматриваемый коллектор, помимо боковой пористости, обладает и вторичной пористостью, представленной кавернами и трещинами. По предварительным оценкам емкость пустот вторичного происхождения может составлять 4 % и более. Нефтенасыщенность свиты Шираниш определялась по керну, отобранному из скважин № 1, 2, 3, 4, 5, 6 Зураб и № 2, 5, 6 Саид. Как правило, она была очень высокой и составляла в среднем 79 %. Объемный коэффициент и плотность нефти в пластовых условиях были определены по результатам исследования одной глубинной пробы и равны соответственно 1,13 и 0,87 г/см³. Плотность нефти в поверхностных условиях может быть принята равной 0,969 г/см³ по результатам выполненного анализа проб. Газовый фактор, определенный по результатам исследований одной глубинной пробы, составляет 36 м³/м³.

Система обустройства

Система обустройства месторождения Саид-Зураб включает три групповые замерные установки (ГЗУ). С их помощью производятся сепарация жидкости и замеры дебитов скважин.

**Характеристика нефти свиты Шираниш на 01.01.87
[Техноэкспорт-86]**

№№	Наименование параметров	Ед. изм.	Значения параметров
1	Начальные геологические запасы	м ³	275×106
2	Извлекаемые начальные запасы	м ³	19,25×106
3	Площадь нефтеносности	км ²	48,4
4	Литологический состав		Известняки, пористо- трещиноватые, доломиты
5	Эффективная мощность, средняя	м	66
6	Общая мощность, средняя	м	87
7	Размеры: длина × ширина		19×3,75
8	Абсолютная глубина ВНК от-до	м	–110–940
9	Нефтенасыщенность	%	60–90
10	Пористость блоковая	%	16–21
11	Проницаемость по керну, средняя	м ³	69 (до 600–700)
12	Начальное пластовое давление на – 1000 м	атм	145
13	Давление насыщения	атм	73
14	Пластовая температура	°С	54–64
15	Газовый фактор	м ³ /м ³	36
16	Вязкость нефти: в пластовых условиях в поверхностных условиях	сПз сСт	31 6288
17	Плотность нефти: в пластовых условиях дегазированной 20 °С	г/см ³ г/см ³	0,87 0,969
18	Содержание: смола асфальтенов парафина	% % %	19,7 13,6 2,5
19	Сера, сероводород	%	Нет данных
20	Средний дебит 1 скв.нефти	м ³ /с	8,8 (за весь период)
21	Средняя обводненность	%	7,7

При сборе нефти и газа без индивидуальных замеров, сепаратор используется как первая ступень сепарации нефти; второй ступенью служит емкость сбора жидкости. ГЗУ всех трех участков Бабаси, Саид и Зураб связаны между собой. Продукция скважин ГЗУ Бабаси перекачивается в сборную емкость ГЗУ Саид и затем в сборную емкость ГЗУ Зураб. Суммарный приток без замера направляется на нефтеперекачивающую станцию ТельАдас. Сброса дренажной воды на ГЗУ не производится. Для повышения эффективности процессов сепарации и улучшения транспортных свойств нефти за счет некоторого снижения ее вязкости в начало трубопровода на ГЗУ Бабаси подается легкая нефть месторождения Аода.

Запасы

Вся структура разбита тектоническими нарушениями на 4 блока и подлежит уточнению в процессе бурения.

Таблица 5.12

Запасы по блокам по залежи Шираниш по месторождению Сузаби

	Геологические, млн. м ³	Извлекаемые млн. м ³
Блок I	189,924	7,69
Блок II	67,473	4,72
Блок III	90,84	6,35
Блок IV	6,968	0,49
Итого	235	19,25

Геологические запасы растворенного газа – $9,9 \times 10^9$ м³; извлекаемые запасы – $0,69 \times 10^9$ м³; запасы свободного газа (предполагаемой газовой шапки):

- геологические – $0,334 \times 10^9$ м³;
- извлекаемые – $0,217 \times 10^9$ м³.

Таблица 5.13

Свойства поверхностных проб нефти месторождения Сузаби

Удельный вес, г/см ³	Вязкость ССТ при:			Асфальт. % по весу	Параф. % по весу	Смолы % по весу
	20 °С	40 °С	60 °С			
0,9697–0,969	4189–1266	785–360	208–116	20–18,3	7,7–1,1	14,4–9,2

Таблица 5.14

Состав пластового газа и воды месторождения Сузаби

Наименование компонентов	Объемный %	Ионы	Ионов, мг/л
CH ₄	66,53–81,65	Ca ⁺⁺	5273
C ₂ H ₆	15,13–3,55	Mg ⁺⁺	3812
C ₃ H ₈	9,15–3,84	Na ⁺⁺ K ⁺	13,71
C ₄ H ₁₀	1,9–0,64	Fe общ.	0,9
NC ₄ H ₁₀	2–1,17	Cl ⁻	34876
IC ₅ H ₁₂	0,66–0,34	HCO ₃ ⁻	263
IC ₆ H ₁₄	0,73–0,39	NO ₃ ⁻	86
H ₂ S	0,61–0,08	SO ₄ ⁻	1000
CO ₂	7,33–0,53	C ₁₂ O ₄ г/см ³	1,02
N ₂	3,63–1,16		

Таблица 5.15

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти горизонта Шираниш залежи Саид

Наименование	Значение
Плотность, кг/м ³	965
Вязкость, мПа.с при 20 °С:	3800
при 40 °С	680
при 60 °С	125
Содержание, % масс.:	
асфальтенов	21,8
смол силикагелевых	8
парафинов	2
Выход фракций, % объема	
до 100 °С	–
до 140 °С	1,2
до 180 °С	5
до 220 °С	11
до 260 °С	14
до 300 °С	20

**Физико-химические свойства и фракционный состав
разгазированной нефти горизонта Шираниш залежи Зураб**

Наименование	Значение
Плотность, кг/м ³	950
Вязкость, мПа.с при 20 °С:	3200
при 40 °С	580
при 60 °С	80
Содержание, % масс.:	
асфальтенов	17
смола селикагелевых	7
парафинов	3
Выход фракций, % объема:	
до 100 °С	—
до 140 °С	1
до 180 °С	4,5
до 220 °С	12
до 260 °С	16
до 300 °С	23

Залежь «Массивный известняк»

Западный купол по горизонту «Массивный известняк» – Бабаси отличается хорошей продуктивностью и содержит более легкую нефть.

Западный купол горизонта «Массивный известняк» содержит – 1 млрд. м³ свободного газа.

Удельный вес нефти 0,950–0,975. К северу около сирийско-турецкой границы он достигает 1,0. Размеры залежи Бабаси 20 на 8 км. Вязкость пластовой нефти на залежи Бабаси – 30 сПз.

Залежь нефти горизонта «Массивный известняк» расположена на глубине около 1500 м. Геологические запасы оцениваются в 10,7 млн. м³. Начальные извлекаемые запасы 1,61 млн. м³, проектный коэффициент нефтеотдачи (КИН) – 15 %, текущий КИН – 8,9 %. За весь срок разработки отобрано 1 млн. м³ нефти. Скважины работают со средним дебитом по жидкости 300 м³/сут, по нефти – 85 м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина –

15–20 м. Проницаемость – 30 мД. Газовый фактор 30–35 м³/м³, в отдельных скважинах более 100 м³/м³.

Основные проблемы:

- при обводненности продукции до 25 % образуется очень стойкая водно-нефтяная эмульсия и скважины перестают работать;
- не ясно поведение пластового давления по скважинам;
- не ясно поведение газонефтяного фактора.

Нефтяное месторождение Деррик (рис. 5.19)

Месторождение Деррик располагается в 10 км к северу от месторождения Карачок. Скважина № 1, пробуренная здесь вскрыла нефтенасыщенные известняки свиты «Массивный известняк» на глубине 2537 м. По данным сейсморазведки в отложениях мела структура Деррик представляется в виде узкой, удлиненной антиклинали с предполагаемыми размерами 7х2 км, амплитуда поднятия 150–200 м.

Общая нефтенасыщенная мощность горизонта составляет 130 м. Водонефтяной контакт располагается на отметке –2210 м. Пластовое давление для контакта нефть-вода определено в 258,4 атм. Получен приток нефти в сумме 30,8 м³. Удельный вес нефти увеличивается сверху вниз от 0,915–0,925 г/см³ до 0,960–0,980 г/см³.

Интересно заметить, что месторождение Деррик располагается в наиболее погруженной для Сирии части Месопотамского прогиба в условиях близких к условиям расположения иракских месторождений Киркукской группы. Однако, здесь, в отложениях олигоцен-миоцена, нефтеносных в Киркуке, залежи не было встречено.

Извлекаемые запасы нефти залежи оцениваются по категории С₁ в 2,5 млн. м³.

В горизонте Бутма, триас, содержится до 6 млрд. м³ свободного газа.

На этом месторождении фирма Шлюмберже провела гидро-разрывы пласта в скважинах №№ 106, 120 и получила отрицательный результат (из-за резкой обводненности скважин).

Нефтяное месторождение Эль-Барде

Месторождение Эль-Барде приурочено к брахиантиклинальной складке северо-восточного простирания, осложненного несколькими самостоятельными поднятиями с размерами 11×3 км и амплитудой около 80 м. На структуре пробурена 1 скважина при апробовании которой в отложениях Чилоу (999,4–971,0) в течение 48 часов получен приток нефти 0,6 м³. Нефть средней плотности – 0,893. Месторождение находится в разведке.

Приведенные выше материалы показывают, что Сирийские месторождения, расположенные в области Месопотамского прогиба, отличаются от Иракских. Эти отличия заключаются в следующем:

Основной продуктивный горизонт в Ираке приурочен к карбонатным отложениям олигоцен-нижнемиоценового возраста. На северо-востоке Сирии указанные отложения оказались сухими. В то же время здесь нефтегазоносны более древние карбонатные отложения верхнего мела, нижней юры и верхнего триаса.

Иракские месторождения представляют собой удлиненные складки линейного типа (Киркук, Бай-Гассан и др.) В Сирии месторождения приурочены, в большей своей части, к брахискладкам (исключение составляет Карачок).

В Сирии отмечается меньшее маркирующее влияние гидрохимических отложений среднего миоцена (свита нижний фарс) чем это имеет место в Ираке.

Все это позволяет еще раз утверждать, что Сирийские мес-

торождения располагаются в другой нефтегазоносной области в отличие от Иракских месторождений.

Месторождения нефти и газа Евфратской нефтегазоносной области

В Евфратской нефтегазоносной области выделяются следующие нефтегазоносные зоны: Джебиссинская, Тишринская, Тайемская, Эль-Вардская. Эти зоны объединяют однотипные или близкие по строению и диапазону нефтегазоносности месторождения. Первые две зоны находятся на северо-западе Евфратской впадины, Тайемская зона объединяет группу месторождений в центре впадины и Эль-Вардская зона объединяет месторождения на юго-востоке.

Тишринская нефтегазоносная зона объединяет месторождения Тишрин, Эль-Холь, Джерибе, Сиром.

Джебиссинская нефтегазоносная зона включает месторождения Джебисса, Гбейбе, Хассу, Гуна, Салхия, Рим, Маза.

Основные нефтяные месторождения в Евфратской грабеновой системе расположены в продуктивном поясе, шириной приблизительно 40 км. Центр масс находится на северо-востоке р. Евфрат вблизи Ирака и тянется далее на северо-запад, становясь все более запад-северо-западнее вблизи р. Хабур. Как показали исследования, общее направление этого продуктивного пояса, в основном, следует направлениям разломов также, как и оси рифтовой системы. Кроме того, наиболее крупные месторождения расположены вблизи самой глубокой части этого бассейна. Как показали исследования, местоположение продуктивных месторождений в основном управляется толщиной и зрелостью синрифтовых материнских пород. Нефтематеринские породы – это, в основном, горизонты Сухне и Шираниш и, возможно, собственно отложения карбона.

Джебиссинская группа месторождений

Джебиссинская группа месторождений, которая управляется подразделением СНК: Дирекцией Джебиссинской группы месторождений. Она включает в себя нефтяные месторождения: Джебисса, Тишрин, Шитх, Сулейман Шейх Мансур, Джерибе, Сальмира, и др., газоконденсатные месторождения: Эль-Хол, Гуна, Гбейбе, Маркада, Салхия и Северный Хусейн и газовые: Дуббайят, Эль-Хейл, Арак, Наджит, Сухне.

Тишринская нефтегазоносная зона

Нефтегазовое месторождение Тишрин (рис. 5.20–5.22)

Месторождение Тишрин располагается северо-восточнее месторождения Джебисса на расстоянии 20 км и приурочено оно к крупной брахиантиклинали с размерами 30×6 км и амплитудой около 300 м. Нефтяные залежи связаны с отложениями Чилоу, Джаддала и Шираниш, газовая с отложениями Курачине.

На отложениях свиты Курачине пробурено 4 скважины, в двух получен приток газа при апробовании пластоиспытателем.

Это месторождение дает до 10 % текущей добычи нефти в Сирии.

Залежь Чилоу

Залежь Чилоу, представленная западным куполом, насчитывает геологических запасов 48,32 млн. м³, принятый коэффициент нефтеотдачи – 6 %. Средняя глубина залегания – 600 м. Общий фонд скважин – 14, из них действующих – 7, средняя вязкость нефти – 157 мПа.с, удельный вес – 0,947 г/см³. Начальное пластовое давление 90 атм., текущее – 75 атм. Давление насыщения – 20 атм. Обводненность продукции незначительная – 16 %. Газонефтяной фактор – 86 м³/м³. В настоящее время по рекомендации Французского Института нефти пробурена 1 горизонтальная скважина. Результаты положительные.

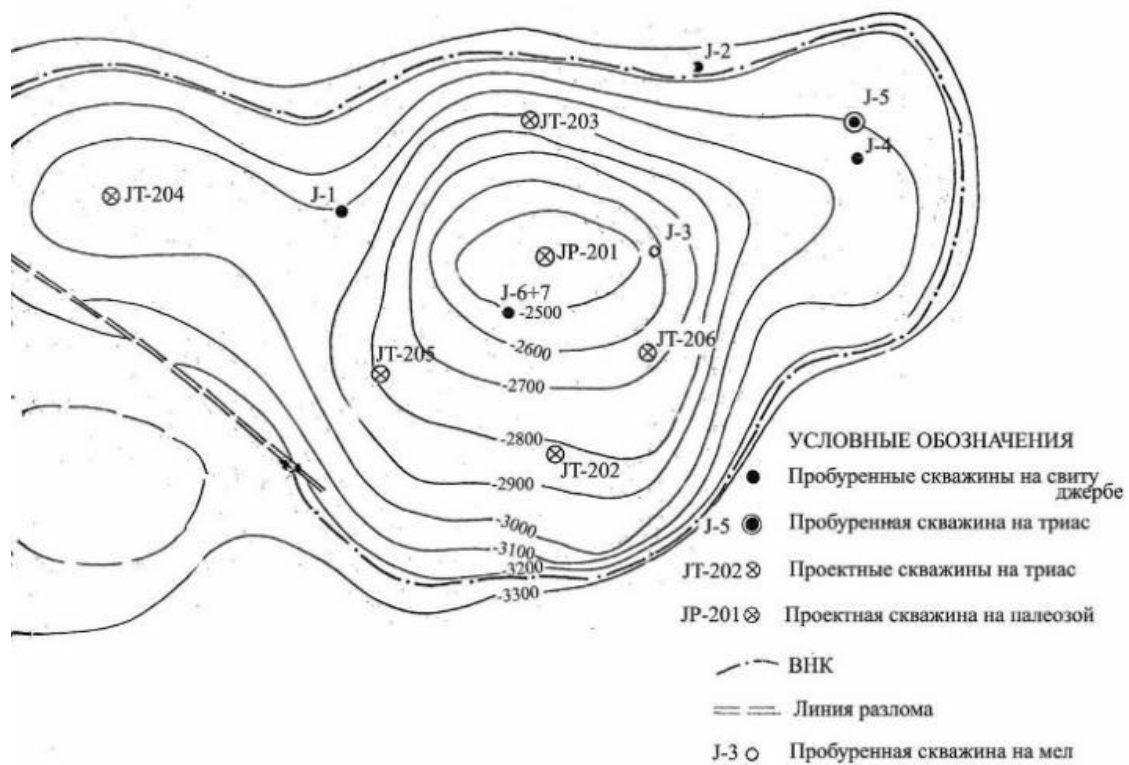


Рис. 5.20. Структурная карта месторождения Тишрин, залежь Чилоу

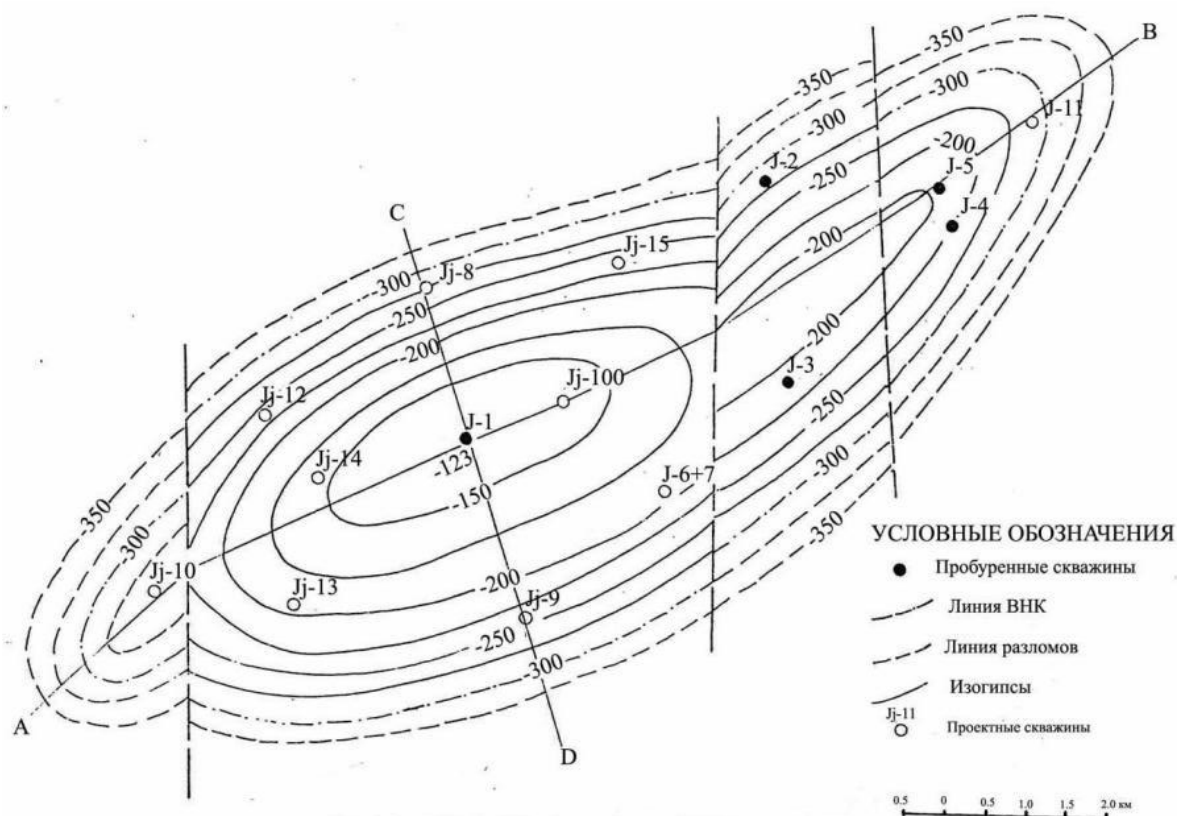


Рис. 5.21. Структурная карта месторождения Тишрин, залежь Джаддала

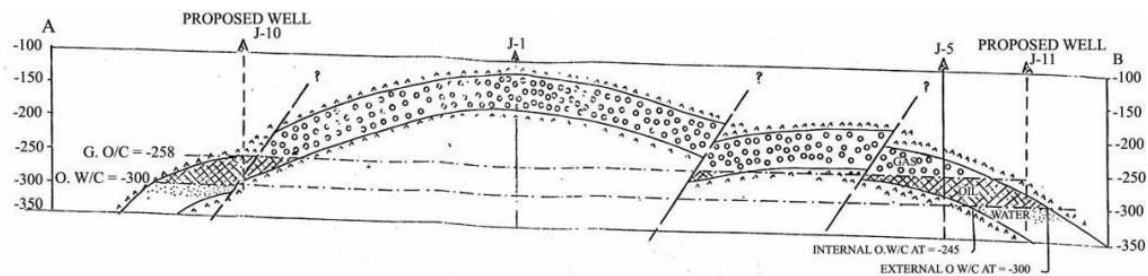


Рис. 5.22. Геологический разрез месторождения Тишрин, залежь Шираниш

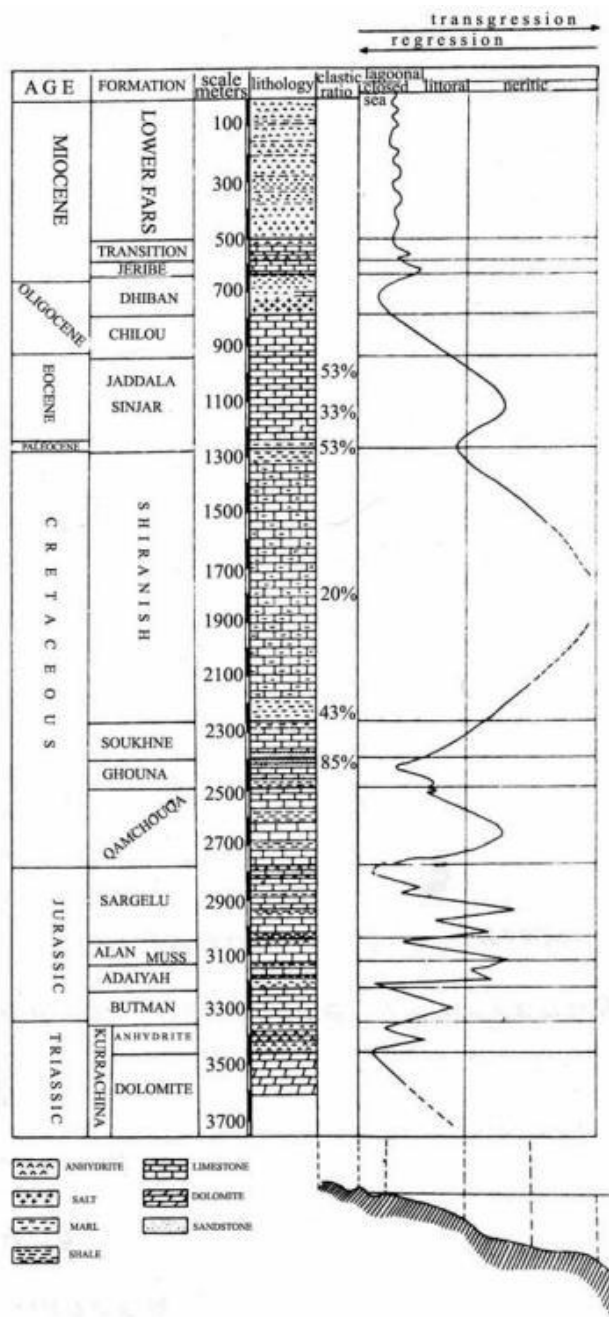


Рис. 23. Площадь Джебисса. Схематическая структурная карта по кровле свиты Курачине

Типовая конструкция горизонтальной скважины: 3-х ступенчатая колонна на глубину 1000 м:

12 ¼'' – 200 м

9 5/8'' – 700 м

8 ½'' – 1000 м, угол наклона кривизны 80–90 ° с отходом от вертикали до 300 м

8 ½'' – «хвостовик». Перфорированная горизонтальная часть под углом 90 градусов длиной 200 м.

Залежь Джаддала

Залежь Джаддала в 1978 году введена в разработку.

Во втором нефтеносном горизонте – Джаддала, представленным западным куполом, геологические запасы нефти составляют – 20,25 млн. м³, проектная конечная нефтеотдача – 36%. Нефть тяжелая, удельный вес – 0,945 г/см³, вязкость пластовой нефти – 157 мПа.с. Пробуренный фонд скважин – 68 шт, из них действующих – 56 шт. Ежесуточная добыча из данного горизонта достигает 900 м³/сут. Текущая обводненность – 12%. Газонефтяной фактор – 46 м³/м³. Давление насыщения – 20 атм, глубина залегания – 800 м.

Пробурено 8 горизонтальных скважин от 300 до 500 м. Средний дебит горизонтальной скважины составляет 60–70 м³/сут.

В третьем нефтяном горизонте Шираниш, представленным восточным куполом, геологические запасы составляют – 16,072 млн. м³. Конечная нефтеотдача 19,5 %.

Нефть тяжелая с удельным весом 0,953 г/см³, вязкость пластовой нефти – 220 мПа.с, газонефтяной фактор – 44 м³/м³. Средняя глубина залегания – 1100 м. Начальное пластовое давление – 116 атм, текущее – 80 атм, давление насыщения – 44 атм. Текущая обводненность продукции – 32 %. Пробуренный фонд скважин – 43, из них действующих 32 шт. пробурено 4 горизонталь-

ных скважины. Стоимость горизонтальной скважины составляет 12–15 млн. сирийских фунтов (примерно 0,3 млн. долларов США). Соотношение стоимостей горизонтальной скважины к вертикальной – 1,5. Зарезку горизонтальной части ствола осуществляет датская компания BACKFIELD.

Американские исследователи из IPR предложили использовать на этой залежи нагнетание оторочек CO₂. CO₂ планируется подавать с завода по трубопроводу длиной – 50 км.

Газовое месторождение Эль-Холь

Извлекаемые запасы нефти составляют 16 млн. м³, фонд пробуренных скважин – 35, из них действующих – 7. Запасы природного газа составили – 4,5 млрд. м³. Фонд газовых скважин – 30 шт. Месторождение Эль-Холь приурочено к брахи-антиклинали одноименного названия и располагается в 25 км к северо-востоку от месторождения Тишрин. Складка имеет размеры 20×6 км, амплитуда около 250 м. Газ залежи метановый, сухой с незначительным содержанием сероводорода и углекислого газа.

Джебиссинская нефтегазоносная зона

Газонефтяное месторождение Джебисса (см. рис. 5.23–5.26)

Наиболее крупное месторождение в этой группе Джебисса, извлекаемые запасы – 14 млн. м³, фонд пробуренных скважин – 150 шт в т.ч. на залежь Джерибе 40 % скв, на залежь Чилоу – 30 % скв., на залежь Бутма и Курачине – 30 % скв.

Проектное сопровождение месторождений Джебисса и Гбейбе осуществляет Французский институт нефти.

Газовое месторождение Джебисса располагается в краевой части Аравийской плиты в 25 км к юго-востоку от г. Хассеке и в 100 км от г. Дейр-Эз-Зор. В 70 км. к северу от месторождения

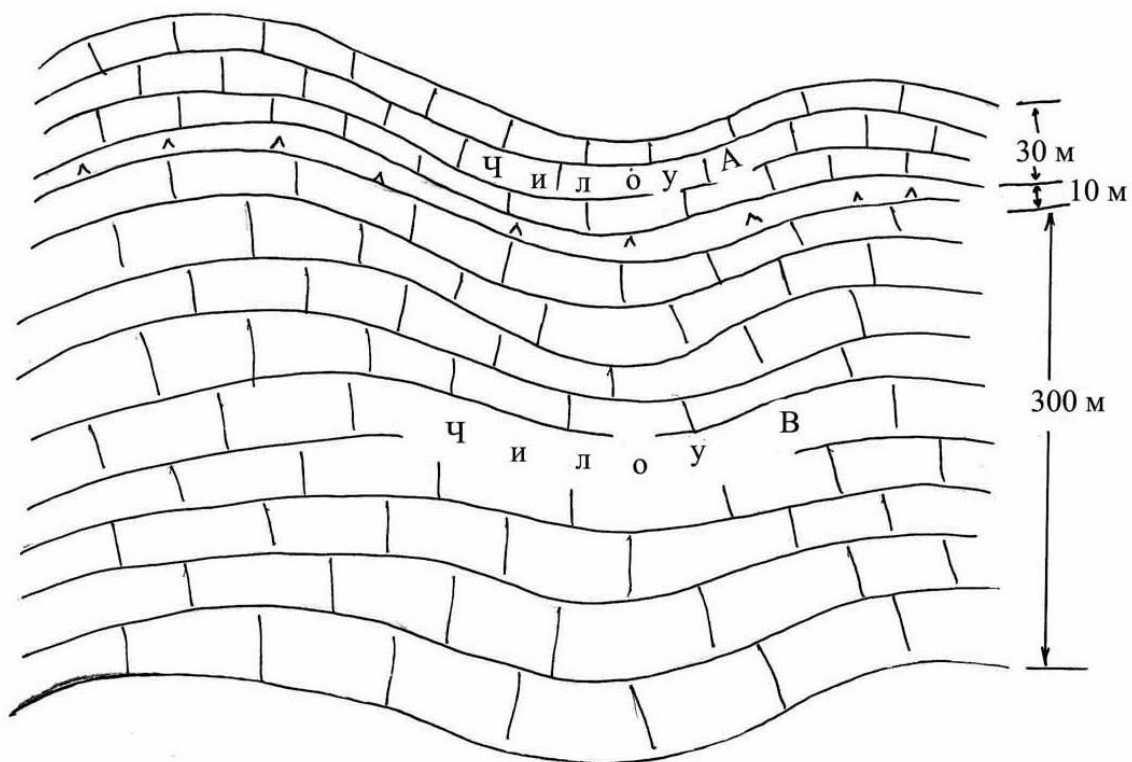


Рис 5.24. Месторождение Джебисса (свита Джерибе)

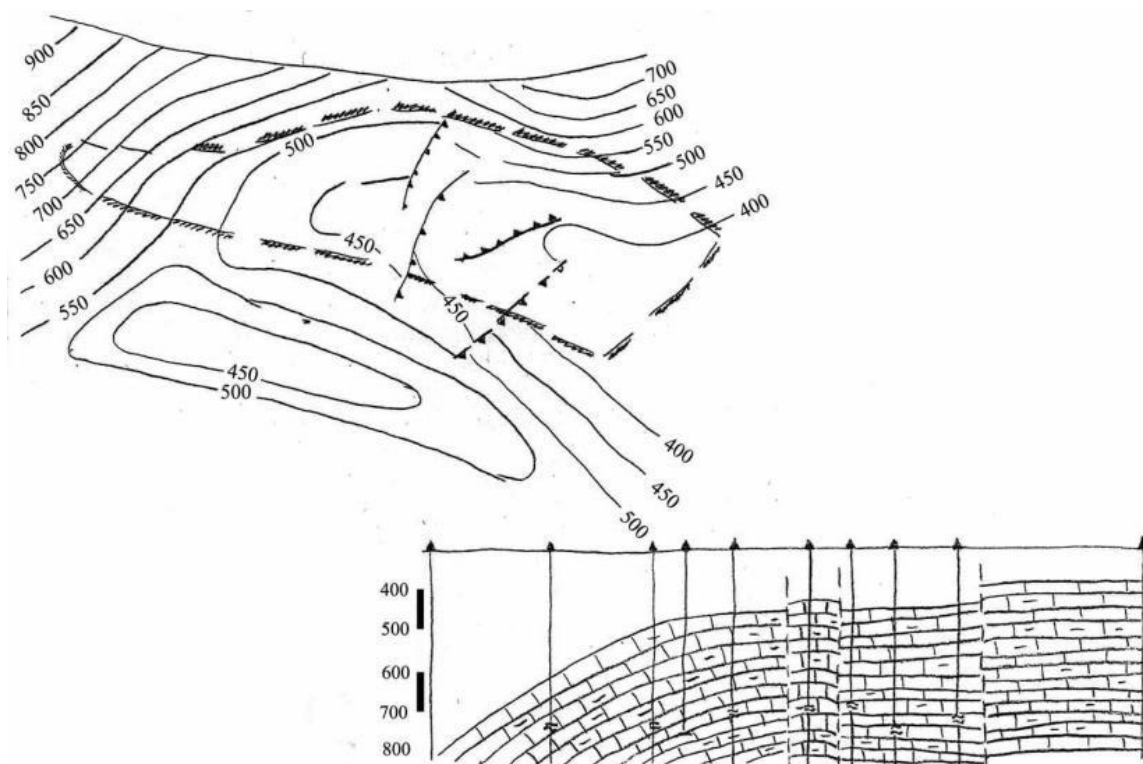


Рис. 5.25. Площадь Джебисса (геологический разрез, свита Джерибе)

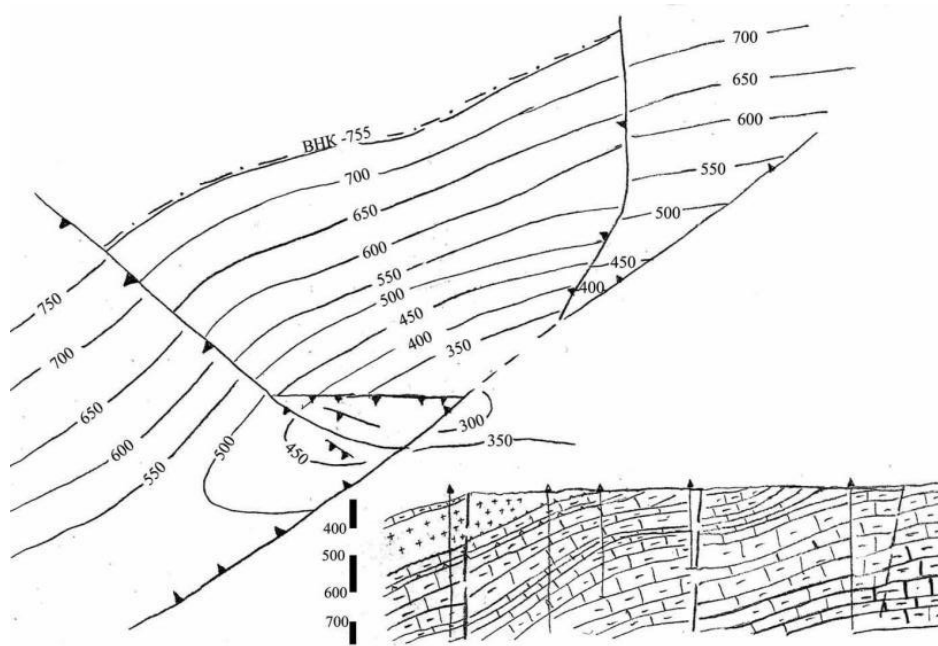


Рис. 5.26. Литостратиграфическая диаграмма нефтяного месторождения Джебисса на основе данных по скважине № 5

проходит магистральный нефтепровод, связывающий основные нефтяные месторождения Сирии (Суэдия, Карачок Румелан) со средиземноморскими портами Тартус и Баниас. Район расположения месторождения представляет собой каменистую пустыню со слабо всхолмленным рельефом. Отметки рельефа колеблются в пределах от 320 до 375 м., составляя в среднем 345 м. от уровня моря. В непосредственной близости от месторождения протекает р. Хабур, являющаяся основным источником водоснабжения. Климат района континентальный: средняя температура января +12 °С, в июле-августе +26 °С. Месторождение Джебисса расположено в Тишрин-Джебиссинской зоне валообразных поднятий, представляющей крупный тектонический элемент восточной части Евфратской впадины. Характерной особенностью зоны является наличие большого количества дизъюнктивных нарушений, прослеживающихся в кристаллическом фундаменте и нижней части осадочного чехла, но затухающих в меловых отложениях (свита Шираниш), и выше не выявленных. Нарушения представ-

лены как системой мелких разломов, так и отдельными крупными, протяженностью до 90 и более км. Ориентированы разломы, в основном, в широтном и субширотном направлении. Тишрин-Джебиссинская зона валообразных поднятий морфологически и по особенностям строения подразделяется на подзоны Джебиссинскую, расположенную южнее, и Тишринскую, расположенную севернее, разделенные грабенообразным прогибом, прослеживающимся по всему разрезу осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента. Приурочен к брахиантклинальной складке широтного простирания, сложенной на поверхности гидрохимическими и терригенно-карбонатными отложениями тортонского яруса миоцена. Размеры 20×5 км амплитуда более 700 м. Складка асимметрична за счет более крупного южного крыла, ее свод и кровля осложнены серией нарушений преимущественно широтного простирания. Падение пластов на северном крыле 8–9°, а на южном 11–12°. Различие в структурных планах по кровле свит Джерибе и Чилоу объясняется изменением мощности свиты Диббане, залегающей между свитами Джерибе и Чилоу. Нижняя часть свиты Джиббане сложена каменной солью, мощность которой в пределах структуры Джебисси изменяется в значительных пределах: на своде структуры каменная соль отсутствует, тогда, как на крыльях ее мощность превышает 150 метров. В местах увеличения мощности соли, на фоне спокойной брахиантклинальной складки по кровле Чилоу, образуются три куполовидных вздутия структуры по кровле свиты Джерибе. Залежи связаны с отложениями Джерибе, Чилоу, Джаддала, Бутма, Курачине. Скважиной №1 из миоценовых известняков был получен промышленный приток газа дебитом 650 000 м³/сут следующего состава: метан – 91,9 %, этан – 4 %, пропан – 1,6%, бутан – 0,8 % и сероводород – 1,7 %.

Свита введена в разработку в 1975 году. Нефть высокоплот-

ная – 0,935, слабопарафинистая (1,3 %), высокосернистая (4,3 %), смолистая (20,4 %). Начальные извлекаемые запасы оцениваются: нефти – 7080 тыс. м³, газа – 175 млн. м³.

Геологические запасы по горизонту Джерибе насчитывают – 67 млн. м³, глубина залегания 600 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 25 м. Вязкость нефти горизонта Джерибе в пластовых условиях составляет в среднем 90 сПз, плотность в пластовых условиях составляет 0,881 г/см³.

К горизонту Чилоу приурочена газонефтяная залежь. В нефтяной залежи Чилоу нефть высокоплотная, слабопарафинистая (0,5 %), высокосернистая (4,0 %), смолистая (16,65 %). Начальные извлекаемые запасы нефти – 9720 тыс. м³, газа – 1611 млн. м³. По коллекторским свойствам горизонт Чилоу делится на две зоны: зону А и зону В, разделенные пластом ангидритов мощностью 5–10 м, который хорошо прослеживается по своей площади. Площадь нефтеносности горизонта Чилоу составляет 34 км². Вязкость и плотность нефти в пластовых условиях составляют соответственно, 145 сПз и 0,902 г/см³. Ниже в таблице приводятся запасы нефти и газа в горизонтах Чилоу и Джадалла.

Таблица

Запасы нефти и газа по горизонту Чилоу и Джадалла

Зона	Запасы (млн. м ³)
А	9
Б	3,3
Б2+Б4+Джадалла	3,8
Итого	16,1
Газовая шапка	0,5 (млрд. м ³)

К горизонту Бутма приурочена нефтяная залежь, вскрытая скважинами №№ 5, 203, 204, 208, 210, 211. Нефть залежи свиты Бутма низкой плотности (0,834), малосернистая (0,02 %), беспарафинистая, малосмолистая (16,5 %). Начальные извлекаемые запасы: нефти – 3789 тыс. м³, газа – 569 млн. м³.

Согласно структурной карте, построенной по кровле Бутма по данным вышеуказанных скважин, площадь нефтегазоносности залежи примерно составляет 25 км². По данным интерпретации каротажа средняя эффективная мощность коллекторов равна 12 м, балансовые запасы нефти горизонта Бутма равны примерно 10 млн. м³.

К свите Курачине-доломит приурочена (по данным 209 скважин) газовая залежь. Ориентировочные запасы газа составляют около 20 млрд м³. С отложениями Курачине связана газовая залежь, которая в разработку не вводилась. Газ метановый полужирный с незначительным содержанием сероводорода и углекислого газа. Основная проблема разработки – наличие газовой шапки, которая опускается по мере отбора нефти. УкргипроНИИнефть предложил применять на этой залежи приконтурное заводнение, но из-за прорыва газа в добывающие скважины нагнетание воды пришлось остановить.

В настоящее время по предложению Французского Института нефти широко используются бурение горизонтальных скважин. Всего пробурено – 12 скважин.

Нефтяное месторождение Гбейбе (см. рис. 5.27)

Месторождение Гбейбе насчитывает 18 млн м³ остаточных извлекаемых запасов нефти. Общий фонд скважин 100 (из них 10 горизонтальных).

Месторождение Гбейбе примыкает к месторождению Джебисса с востока и расположено восточнее месторождения Джебисса, в 50 км на юго-восток от города Эль-Хасака. Структура выявлена и закартирована геологической съемкой, проводившейся в 1936–1937 годах и в 1958–1961 годах. Первая разведочная скважина на структуре Гбейбе пробурена в 1951 году. В процессе ее бурения отмечены нефтегазопроявления в отложениях свиты Шираниш.

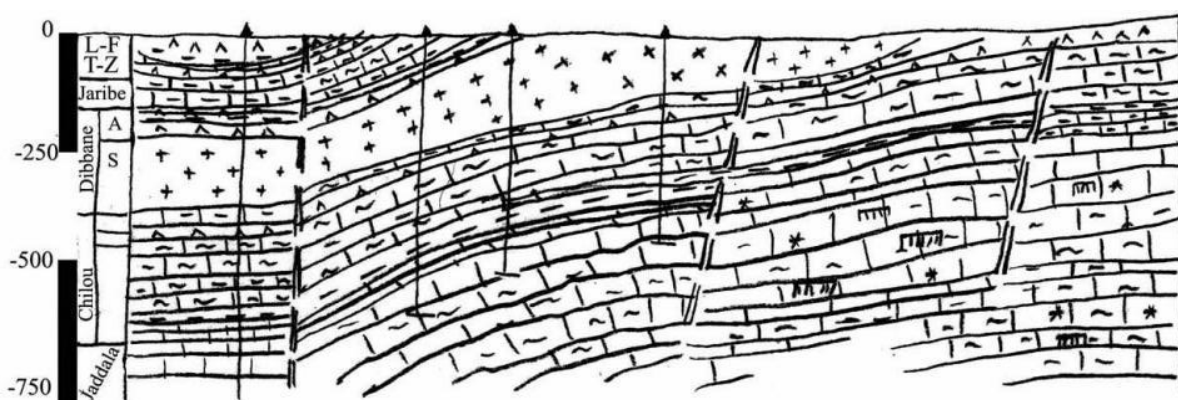


Рис 5.27. Схема геологического разреза горизонта Чилоу нефтегазоконденсатного месторождения Гбейбе

Месторождение Гбейбе вступило в пробную эксплуатацию в апреле 1977 г., где эксплуатировались две скважины 2 и 4 по свите Чилоу. Приурочено оно к брахиантиклинальной складке осложненной двумя кулисообразно расположенными ку-полами. Размеры 10×5 км, амплитуда более 200 м. Геологические запасы нефти насчитывают 110 млн. м³. Начальные извлекаемые запасы нефти – 24 млн. м³. Нефть по своей плотности более легкая, удельный вес – 0,904, чем на месторождении Тишрин. Основная проблема разработки этого месторождения – высокое содержание в нефти парафина до 12 %. Промышленная нефтегазоносность установлена в свитах Чилоу и Шираниш. Газонефтяная залежь свиты Чилоу вскрыта 9-ю скважинами, нефтяная свита Шираниш 4-мя скважинами.

Залежь Чилоу

Залежь Чилоу введена в разработку в 1976 году. Начальные извлекаемые запасы: газа – 680 млн. м³. Нефть свиты Чилоу высокоплотная (0,89), слабopарафинистая (0,5 %), низкосернистая (1,01 %), смолистая (22,3 %).

Основной нефтяной горизонт Чилоу, который состоит из двух пластов: Чилоу-А и Чилоу-В, разделенных непроницаемой перемычкой толщиной до 10 м.

Балансовые запасы пласта Чилоу-А составляют: 26 млрд. м³ газа и 75 млн. м³ нефти. Насыщенная толщина – 30 м. Пробуренный фонд скважин – 6.

Балансовые запасы нефти пласта Чилоу-В составляют – 33 млн. м³. Нефтенасыщенная толщина 300 м.

Этот пласт вскрыт 60 скважинами. Накопленная добыча нефти составляет – 3,7 млн. м³. Начальное пластовое давление 124 атм, давление на пласт 10–15 атм. Пробурено 10 горизонтальных скважин, со средним дебитом 50 м³/сут, средний дебит вертикальных скважин – 5–15 м³/сут. Вязкость пластовой нефти – 5–30 мПа·с.

Залежь Шираниш

Нефтяная залежь Шираниш в разработку не введена. Запасы нефти – 2800 тыс. м³, газа – 56 млн. м³. Фонд скважин – 100.

Нефтегазовое месторождение Салхия

Извлекаемые запасы нефти составляют – 0,03 млн. м³. Нефтяных скважин – нет. Запасы природного газа – 1 млрд. м³. Фонд газовых скважин – 10 шт.

Месторождение Салхия расположено в 10 км на западе от месторождения Джебисса и в 30 км на юг от города Эль-Хасака. Структура Салхия выявлена в результате сейсморазведочных работ, проводившихся в 1975 году, и представляет собой брахи-антиклинальную складку широтного простирания. В 1976–1977 годах на структуре Салхия было пробурено 8 скважин. В процессе бурения в этих скважинах в отложениях горизонта Чилоу были отмечены нефтегазопроявления. В скв. 101 при испытании Курачине-доломит была получена пластовая вода. Испытания вышеуказанных горизонтов не было. В 1978 году при испытании скв 4 с горизонта Чилоу была получена нефть с водой.

Во время испытания в течение 10 дней скважина обводнилась на 90–100 % и была закрыта.

Месторождение Салхия приурочено к брахиклинали широкого простирания. Размеры структуры 8,5×4 км, амплитуда около – 200 м. При апробовании скважины № 1 пластоиспытателем в интервале 1182–1244 м получен газ, в интервале 1219–1244 – нефть. Нефтегазовая залежь связана с отложениями Чилоу. На месторождении пробурено 8 скважин, в двух из них получены притоки нефти. В разработку месторождение не вводилось. Нефть высокоплотная – 0,924 г/см³. Начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 3000 тыс. м³, газа – 185 млн. м³. Месторождение находится в консервации.

Газовое месторождение Гуна

Месторождение Гуна имеет извлекаемые запасы нефти в размере 17,5 млн. м³, фонд нефтяных скважин – 3, извлекаемые запасы газа – 6 млрд м³, фонд газовых скважин – 35.

Месторождение Гуна расположено на северо-востоке в 5 км от месторождения Джебисса и в 40 км на юго-востоке от города Эль-Хасака. Приурочено к брахиантиклинали широкого простирания с размерами 14×5 км, амплитуда 550 м.

В 1972–1973 годах были пробурены скважины №2, 3, 4. При апробовании свиты Чилоу в скважине 2 получен приток газа. При бурении скважины 3 отмечены нефтепроявления в свитах Ширанниш, Джадалла и подтверждена газоносность свиты Чилоу.

Судя по результатам опробования скважин, газонефтяная залежь свиты Чилоу имеет газовую шапку большого объема по сравнению с нефтяной оторочкой.

Нефтяное месторождение Шейх-Мансур

Месторождение расположено к северу от месторождения Джебисса в 35 км. Это крупная брахиантиклиналь широтного простирания с восемью самостоятельными куполами. Крылья складки, западная периклиналь и отдельные участки восточной осложнены нарушениями сбросового характера. Размеры структуры 30×5 км, амплитуда около 350 м. Промышленная нефтеносность месторождения связана с формацией Чилоу. На месторождении пробурено 4 скважины, в 3-х из них получен промышленный приток нефти. Нефть высокоплотная (0,954 г/см³).

Месторождение Маркада

Месторождение Маркада – извлекаемые запасы газа – 5 млрд. м³, фонд газовых скважин – 20.

Структура Маркада расположена в 30 км юго-восточнее

Месторождения Джебисса и представляет собой сложнопостроенную антиклинальную складку северо-восточного простирания. Размеры 9×7 км, амплитуда около 150 м. На площади пробурено 2 скважины, в процессе бурения одной из них (№101) были обнаружены газопроявления в отложениях транзитной зоны, из свиты Джерибе. При испытании свиты Чилоу (1142–1162 м) получен промышленный приток газа.

Месторождение Дерро (рис. 5.28)

Месторождение Дерро расположено в 30 км севернее г. Дейр-Эз-Зор и приурочено к брахиантиклинали близкого к меридиональному направления. Размеры складки 8×5 км, амплитуда около 200 м.

Два основных нефтеносных горизонта Джерибе и Переходная зона.

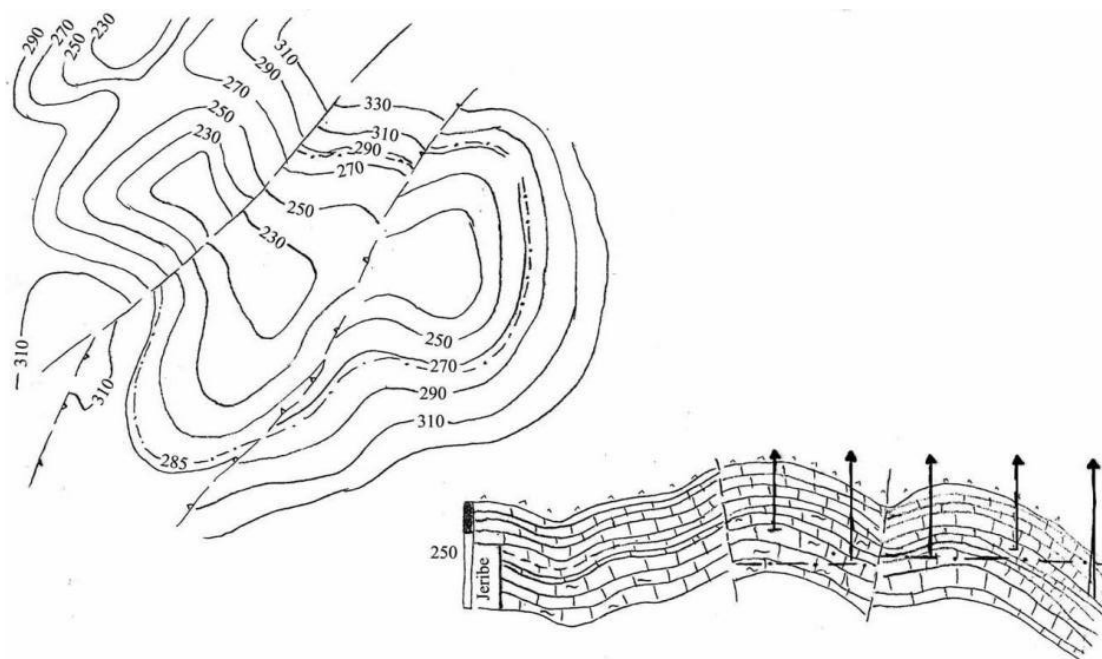


Рис. 5.28. Структурная карта месторождения Дерро. Залежь Джерибе

Геологические запасы – 25,7 млн. м³. Утвержденный проектный коэффициент нефтеотдачи – 15 %.

Нефть легкая, с удельным весом 0,850 г/см³. Вязкость пластовой нефти от 4 до 10 мПа.с. Начальное пластовое давление – 54 атм. В настоящее время текущее давление – 45 атм ниже давления насыщения (47 атм). Количество пробуренных скважин – 31, из них действующих 29. Средний дебит скважины – 200 м³/сут, обводненность продукции – 23 %. Газонефтяной фактор – 87 м³/м³. Глубина залегания от 500 до 550 м.

Пробурено 2 горизонтальных скважины, одна из них в эксплуатации. Горизонтальная перфорированная часть достигает 500–600 м.

На месторождении создана система ППД, имеется 5 нагнетательных скважин с объемом нагнетания 150 м³/сут.

Месторождение Файдаят

По первому горизонту геологические запасы составили 7 млн. м³, из них 0,13 – извлекаемые. Фонд пробуренных скважин – 15 шт.

По второму горизонту геологические запасы составили 5 млн. м³, из них извлекаемые – 0,5 млн. м³. Действующий фонд скважин – 4 шт.

Месторождение Сфаиа (SFAIYEN)

Геологические запасы по одному из горизонтов составили 23 млн. м³, из них 0,2 – извлекаемые. Пробурено 33 скважины, из них 23 – действующие.

На втором горизонте – геологические запасы составили 7 млн. м³, из них 0,04 – извлекаемые. Общий фонд скважин 6, из них 1 скважина действующая.

Месторождение Хабари

Месторождение Хабари приурочено к одноименной складке, расположенной в пределах восточного склона Алепского плато. Складка представляет собой крупную брахиантиклиналь субмеридиального простирания размером 20×8 км, с амплитудой около 150 м. Свод складки осложнен двумя куполами. На структуре пробурено 4 скважины, в одной из них (№ 2) при опробовании интервала 1004–1029 м (свита Хаян) за 4 часа получено 230 литров нефти. Признаки нефти в виде пропластка нефти встречались и в отложениях свиты Мулусса. Нефть высокой плотности – 0,930 г/см³.

Месторождение Кишма

На структуре Кишма в районе Туллоу в 1998–1999 г обнаружено 3 месторождения легкой нефти, две разведочные скважины работали со средним дебитом 300–400 т/сут.

Месторождение Вахаб

Месторождение Вахаб расположено в 25 км восточнее месторождения Хабари и приурочено к брахиантиклинальной складке меридионального простиранья с размерами 9×5 км, с амплитудой около 100 м. На структуре пробурено 2 скважины, в одной из них №2 из отложений Мулусса получен промышленный приток нефти дебитом $30 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Нефть высокоплотная ($0,983 \text{ г/см}^3$), безсернистая, парафинистая (1,5), смолистая (25,4). Месторождение находится в разведке.

Извлекаемые запасы нефти насчитывали 0,08 млн. м^3 . Фонд скважин – 3 скважины.

Месторождение Хассу

Месторождение Хассу расположено восточнее месторождения Гуна и в 60 км на юго-востоке от города Эль-Хасака. Структура была выявлена в результате сейсморазведочных работ, проводившихся в 1975–1976 годах.

В течение 1978 года на структуре Хассу были пробурены две скважины 1 и 2. Скважина №1 вскрыла свиту Гуна на глубине 3400 м, а скважина №2 вскрыла свиту Чилоу. При испытании пластоиспытателем из свит Джерибе и Чилоу получена тяжелая и вязкая нефть. Развитая система трещин в залежах Джерибе и Чилоу в зонах, близких к контуру питания, обеспечивает быструю обводненность скважин в этих зонах. Поэтому, не следует здесь осваивать новые скважины кислотной обработкой. Возможно, в этих случаях достаточно проводить кислотные ванны с целью ограничения образования сообщающихся каналов и трещин между скважинами и контуром питания. Начальное пластовое давление в залежи Джерибе, приведенное к уровню – 295 м, составляет $64,4 \times 10^5 \text{ Па}$. В результате промысловых исследований

установлено, что температура в залежи на уровне ГНК составляет 33 °С, а на условном уровне – 33,6 °С.

По залежи Чилоу число измерений значительно больше, чем по залежи Джерибе, поэтому погрешность установленных величин давления и температур будет несколько выше. Начальное пластовое давление принимается 72×10^5 Па на уровне ГНК (–339 м), а на условном уровне – минус 420 м $P_{пл} = 78,42 \times 10^5$ Па, пластовая температура на уровне ГНК 36 °С, а на условном уровне – 37,2 °С.

По экспериментальным данным, начальное пластовое давление насыщения по залежи Чилоу может быть 72×10^5 Па, что соответствует давлению в газовой шапке. Нефтегазовая залежь Джерибе с краевой водой разрабатывается при водонапорном и газонапорном режимах.

Эль-Фуратская группа месторождений

Месторождения в этой группе разрабатываются Эль-Фуратской нефтяной компанией (ЭФНК).

ЭФНК разрабатывает следующие нефтяные месторождения в Евфратской долине

1. AKASH	В разработке с 1989 г. Среднесуточная добыча составляет 130 м ³ /сут (822 бар/сут) Накопленная добыча достигла – 0,047 млн.м ³ Удельный вес нефти – 0,830
2. AL ISHARA E	В разработке с 1986 г. Среднесуточная добыча составляет 827 м ³ /сут (5205 бар/сут) Накопленная добыча достигла – 1,590 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,835
3. AL KHARRATA EAST	В разработке с 1986 г. Среднесуточная добыча составляет 87 м ³ /сут (548 бар/сут) Накопленная добыча достигла – 0,175 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,837

4. ASH SHOLA	В разработке с 1985 г. Среднесуточная добыча составляет 43 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,048 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,840
5. AZRAQ	В разработке с 1991 г. Среднесуточная добыча составляет 130 м ³ /сут (822 бар/сут) Накопленная добыча достигла – 0,048 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,847
6. EL AHMAR	В разработке с 1986 г. Среднесуточная добыча составляет 560 м ³ /сут Накопленная добыча достигла –1,177 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,855
7. EL ISBA	В разработке с 1988 г. Среднесуточная добыча составляет 4 133 м ³ /сут Накопленная добыча достигла –2,713 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,840
8. EL WARD N	В разработке с 1986 г. Среднесуточная добыча составляет 4095 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 5,31 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,834
9. GALBAN	В разработке с 1991 г. Удельный вес нефти 0,863 (32,4 API)
10. JARNOF	В разработке с 1990 г. Среднесуточная добыча составляет 958 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,461 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,830
11. JIDO	В разработке с 1986 г. Среднесуточная добыча составляет 131 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,541 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,860
112. MALEN	В разработке с 1990 г. Среднесуточная добыча составляет 5837 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 2 ,147 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,855
13. OMAR	В разработке с 1987 г. Среднесуточная добыча составляет 4138 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 4,865 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,818
14. OMAR NORTH	В разработке с 1989 г. Среднесуточная добыча составляет 174 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,588 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,802

15. OMAR NE	В разработке с 1990 г. Среднесуточная добыча составляет 131 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,477 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,802
16. RATKA	В разработке с 1988 г. Среднесуточная добыча составляет 915 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,652 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,852
17. SABAN	В разработке с 1989 г. Среднесуточная добыча составляет 1525 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,906 млн.м ³ Удельный вес нефти – 0,825
18. SARHIT	В разработке с 1988 г. Среднесуточная добыча составляет 349 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,302 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,820
19. SHANEL	В разработке с 1988 г. Среднесуточная добыча составляет 1700 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 1,1 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,823
20. SHDEHA	В разработке с 1989 г. Среднесуточная добыча составляет 1176 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,827 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,850
21. SIJAN	В разработке с 1989 г. Среднесуточная добыча составляет 4661 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 3,355 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,850
22. TANAK	В разработке с 1987 г. Среднесуточная добыча составляет 3790 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 3,148 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,842
23. TAYYANI EAST	В разработке с 1988 г. Среднесуточная добыча составляет 741 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 1,161 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,845
24. THAYYEM	В разработке с 1983 г. Среднесуточная добыча составляет 11936 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 22,276 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,842
25. YOUNES	В разработке с 1990 г. Среднесуточная добыча составляет 175 м ³ /сут Накопленная добыча достигла – 0,80 млн. м ³ Удельный вес нефти – 0,876

Таким образом, наиболее крупное месторождение в Евфратской долине – это залежь THAYYEM, которая дает около 37 % текущей добычи Сирии, затем MALEN – 7,5 %; SIJAN – 6,1 %; EL ISBA и OMAR по 5,5 %; EL WARD N – 5,4 %; TAYYANI EAST – 4,9 %. Вклад остальных месторождений в текущую добычу значительно меньше от долей процента до 2 %.

Эти месторождения расположены в двух зонах: Тайемской и Эль-Вардской.

Тайемская нефтегазоносная зона

Первым месторождение открытым в Тайемской нефтегазовой зоне в 1985 г. был Тайем, который и остается одним из основных месторождений Сирии. Основная добыча идет из горизонта Рутба. Кроме того, в ловушках, обнаруженных в миоценовых карбонатах, существует нефть с запасами промышленной категории. Резервуар Рутба наполняется за счет нефтематеринских пород верхнего мела, в основном из горизонтов Сухне и Шираниш, сверху вниз вдоль нормальной разломной системы. Покрышкой системы для основного продуктивного горизонта и разломов служит мощная пачка Шираниш (толщиной до 1600 м). Большинство нефтяных месторождений расположено на структурных поднятиях, которые связаны с нормальными разломами. Многие месторождения имеют относительно небольшое площадное распространение, но отличаются высокой продуктивностью вследствие огромного количества небольших разломов в Евфратской грабеновой системе и относительно недеформированной покрышки, которая расположена над пластами с хорошими коллекторскими свойствами. Другие резервуары с хорошими коллекторскими свойствами найдены в триасе и карбоне, хотя для полного геологического описания этих резервуаров требуется большой объем разведочного бурения.

Тайемская нефтегазоносная зона включает месторождения Тайем, Эль-Фурат, Храта, Аш-Шола, Нишан, Махаш, Омар, Ил-Лел.

Месторождение Тайем

Месторождение Тайем расположено в 20 км к югу от г. Дейр-Эз-Зор, связано с брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания. Размер складки 2–3 км на 7–8 км. Это месторождение открыто в 1984 г. Установлена продуктивность в трех свитах (Диббане, Евфрат, Рутба); показатели залежи в таблице.

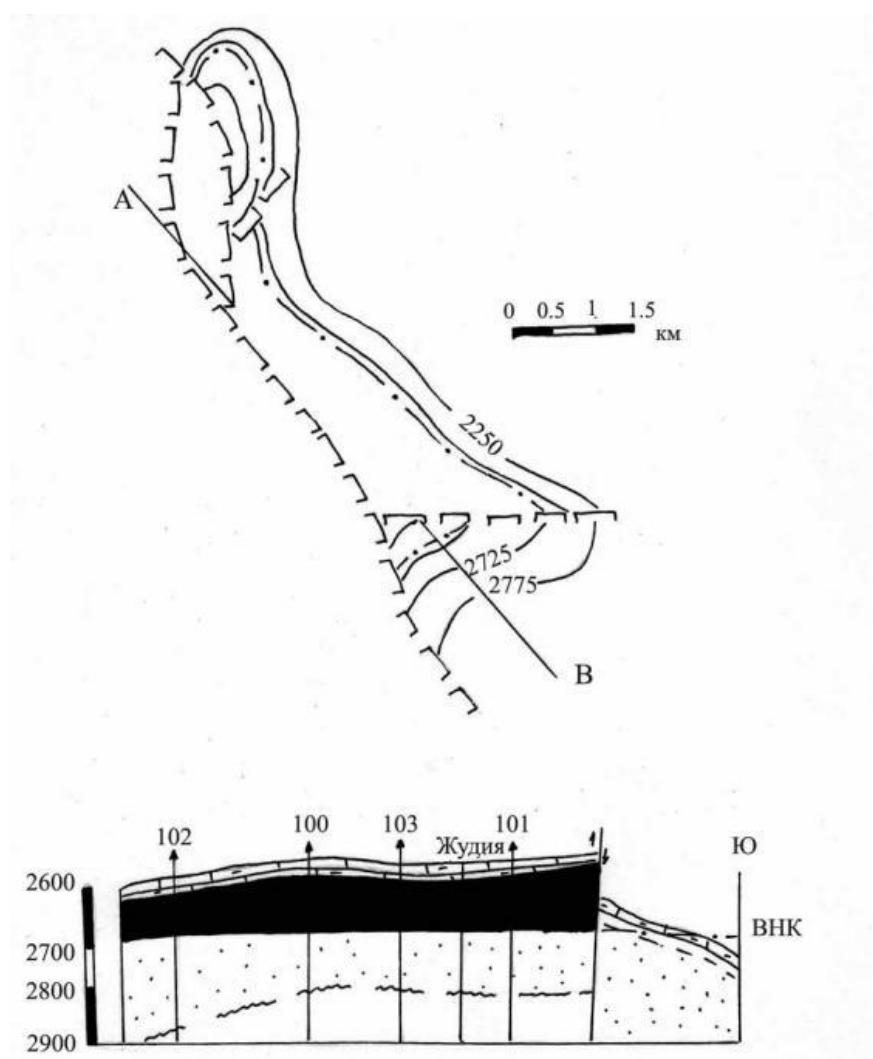


Рис. 5.29. Структурная карта и геологический разрез месторождения Тайем, залежь Рутба

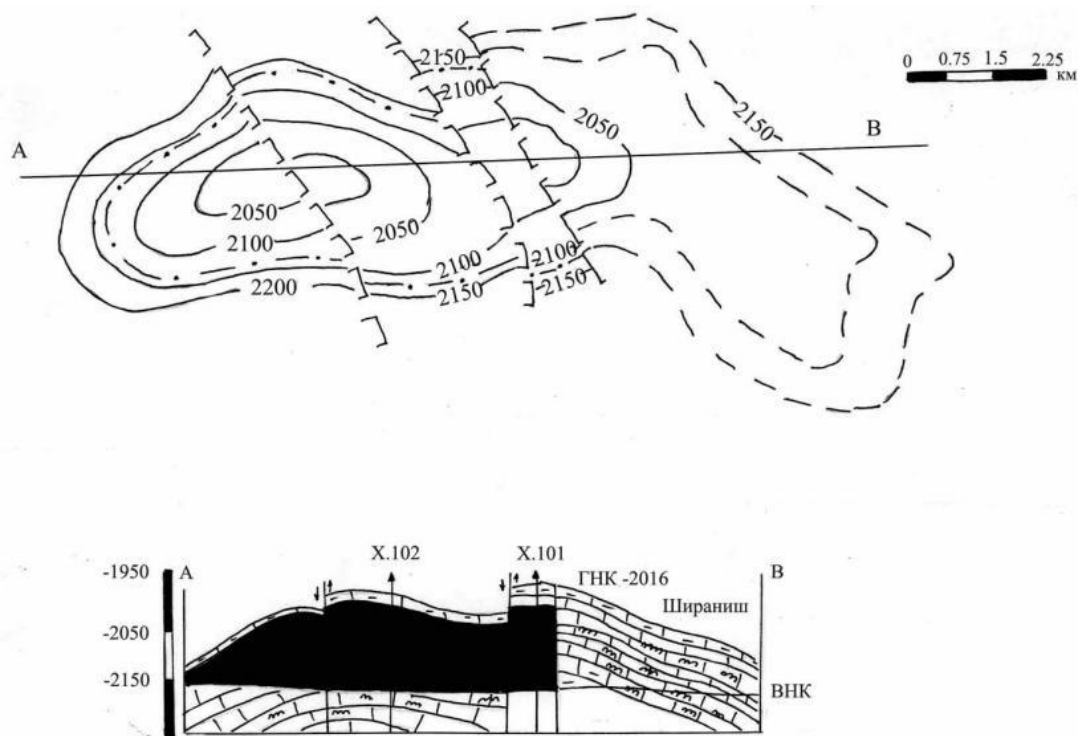


Рис. 5.30. Структурная карта и геологический разрез месторождения Тайем

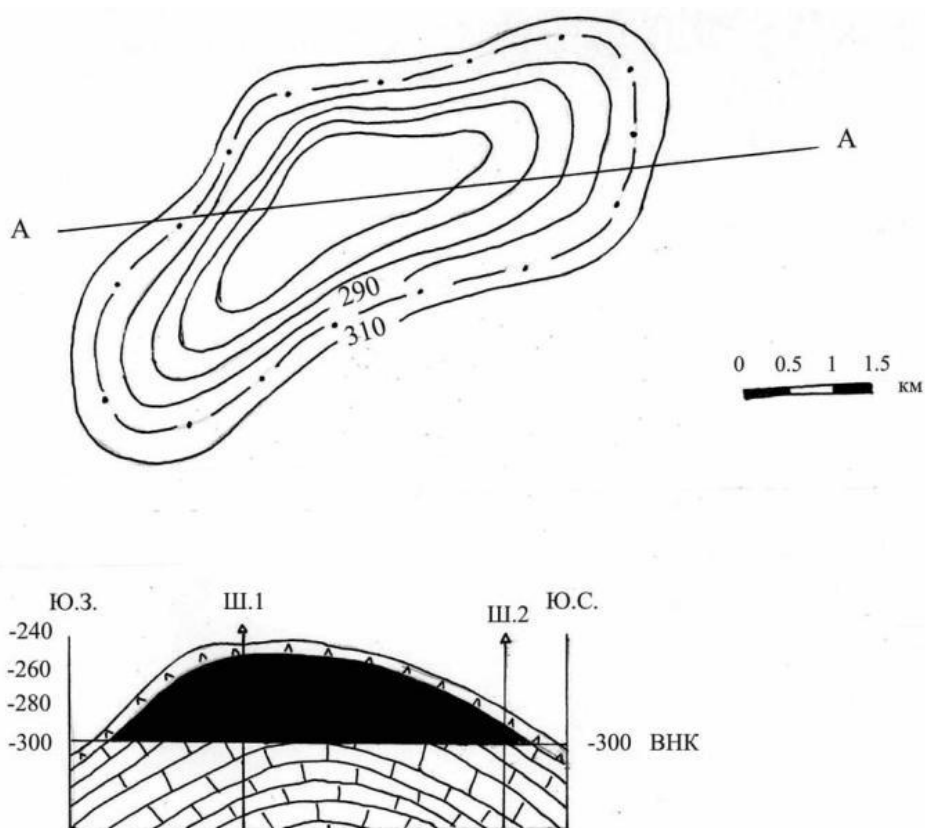


Рис. 5.31. Структурная карта и геологический разрез месторождения Аш Шола, залежь Джерибе

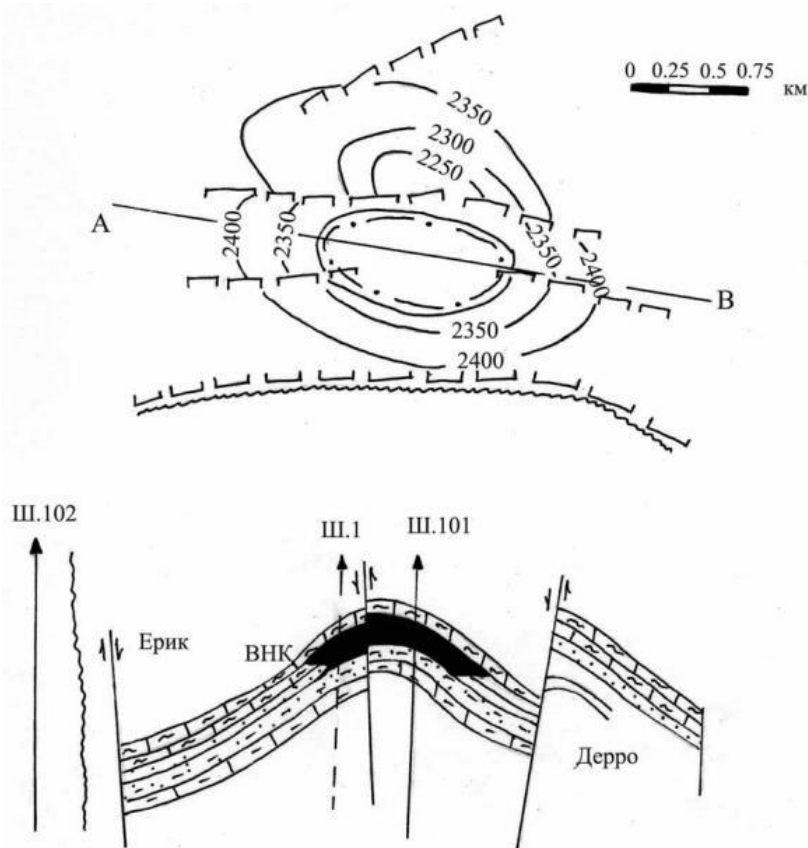


Рис. 5.32. Структурная карта и геологический разрез месторождения Аш Шола, залежь Сухне – «переходная зона»

Месторождение Аш-Шола

Месторождение Аш-Шола имеет многопластовый характер, связано с небольшой брахиантиклинальной складкой северо-восточного простирания с амплитудой по отложениям транзитной зоны до 50 м; на глубине складка становится куполовидной, размер 2,5 на 3 км, в сводовой части и на южном крыле появляются разрывные нарушения. Крупные залежи отмечены в транзитной зоне и Джерибе, запасы 0,47 и 0,243 млн. м³.

Месторождение Нишан

Залежи нефти найдены в отложениях свит Диббане и Евфрат, она представляет двухкуполовидную антиклиналь размером 1,5 на 3 км. Залежь в свите Диббане является пластовой, запасы 0,285 млн. м³ нефти, в свите Евфрат запасы 0,13 млн. м³ нефти.

Средние дебиты скважин 10–15 м³/сут, в некоторых интервалах возрастают до 145 м³/сут.

Месторождение Омар

Самое крупное месторождение в Евфратской впадине - это Омар, оно связано с крупной брахиантиклинальной складкой субширотного простирания, размер 3–5 на 14 км. Нефтеносность установлена в свитах Рутба и Серджилю. Дебиты скважин до 900–1000 м³/сут, плотность нефти удельным весом 0,825 г/см³. Геологические запасы оцениваются в 270 млн. м³, из них извлекаемые 94 млн. м³, газовый фактор колеблется 120–225 м³/м³.

Месторождение Эль-Храта

Месторождение Эль-Храта расположено в 35 км северо-западной от месторождения Тайем. Связано с крупной, дизъюнктивно нарушенной антиклиналью площадью 23 км² и амплитудой до 300 м. В 1986 г. на глубине 3502 пробурена первая скважина и выявлены нефтегазовые и нефтяные залежи.

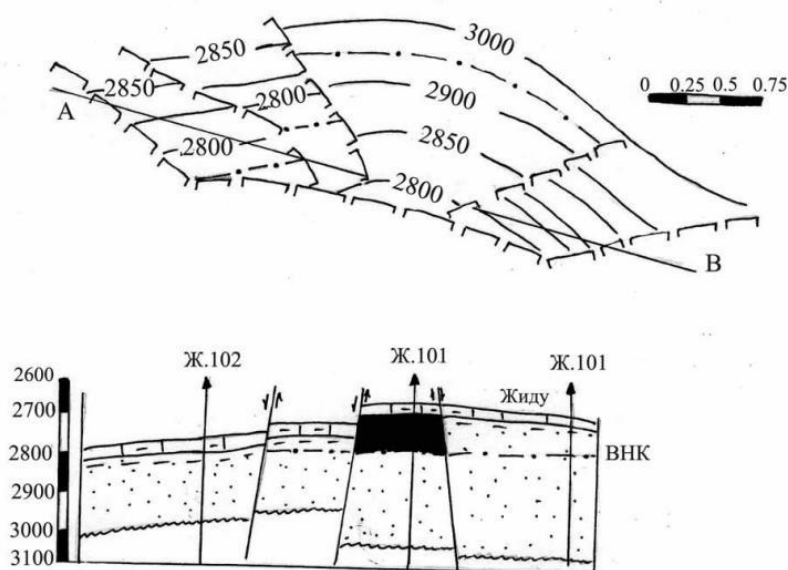


Рис. 5.33. Структурная карта и геологический разрез месторождения Восточная Эль Храта, залежь Сухне

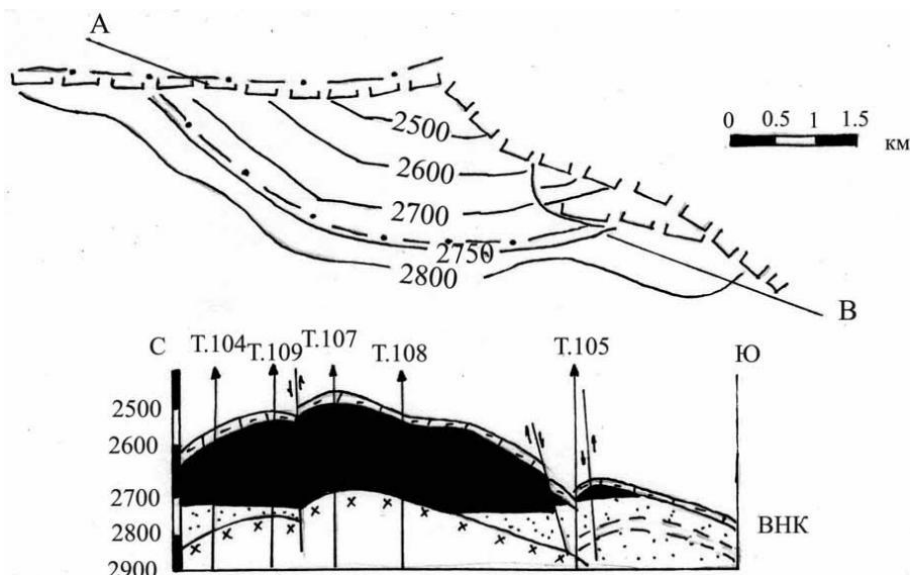


Рис. 5.34. Структурная карта и геологический разрез месторождения Северный Эль Вард, залежь Рутба

Первая залежь связана с известняками и доломитами нижней части свиты Сухне. Пористость коллекторов 11,4%, нефтенасыщенность 82%, эффективная мощность 64 м. Размер газовой части залежи 0,327 км², нефтяной – 0,524 км²; извлекаемые запасы газа 0,097 млрд. м³, нефти – 0,454 млн. м³.

Нефтяная залежь свиты Рьмах связана с карбонатами с низкой пористостью 11,9% и нефтенасыщенностью 59%, эффективная мощность 33 м. Площадь залежи 2 км², отметка ВНК – 2590 м. Дебит скважин 963 м³/сут. Извлекаемые запасы 1, 036 млн. м³.

Эль-Вардская нефтегазоносная зона

Эль-Вардская нефтегазоносная зона включает месторождения Северный Вард, Ахмар, Тайяни, Танак, Ишара, Жиду, Шола, Хамра, Джидо.

Месторождение Северный Вард

Месторождение Северный Вард расположено в 75 км юго-восточнее месторождения Тайям, на восточном берегу р. Евфрат. Оно связано со сложнопостроенной структурой северо-западного

простирается, разбито по оси главным разломом. Здесь отмечены несколько локальных структур. Структура Вард найдена сейсморазведкой в 1986 г., выявлена нефтяная залежь площадью 5,9 км². Песчаники мелового возраста свиты Рутба продуктивны. Пористость 14,3 %, нефтенасыщенность 91,3 %, эффективная мощность 24 м. Дебиты скважин 570 м³/сут с газовым фактором 64 м³/м³. ВНК – 2931 м. Извлекаемые запасы определены в 7,33 млн. м³ нефти и 0,47 млрд. м³ газа.

Месторождение Джидо

Это месторождение открыто в 1986 г. скважиной Джидо-101, пробуренной до глубины 3211 м. Была открыта нефтяная залежь в горизонте Рутба, нижний мел. Площадь месторождения – 57 км². В эксплуатацию введено в 1988 г. Удельный вес нефти – 0,860 г/см³, среднесуточная добыча составляет – 131 м³/сут.

Компанией Тоталь разрабатывается месторождение: WADI AABBEID с 1989 г, средняя глубина залегания – 2970 м, действующий фонд скважин – 1, удельный вес нефти – 0,907.

Газовые месторождения Сирии

Около 30 нефтяных месторождений открыто в Евфратской грабеновой системе после 1984 г. К 1996 г. извлекаемые запасы нефти на этих месторождениях превысили 1 млрд. Баррелей, а запасы газа не столь значительны.

Общая годовая добыча свободного и попутного газа в Сирии до 2015 г. достигала – 4,4 млрд. м³.

Легкая нефть преимущественно обнаружена в песчаниках нижнего мела.

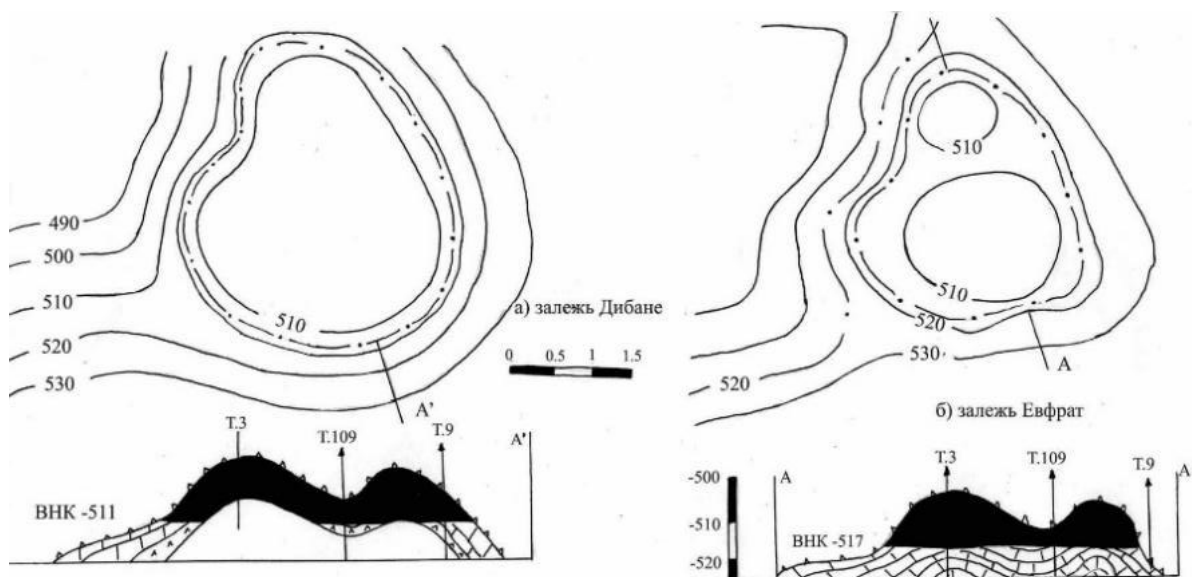


Рис. 5.35. Структурная карта и геологический разрез месторождения Джидо, залежь Рутба

Пальмирский регион

Газовые залежи обнаружены в песчаниках палеозойских отложений. В настоящее время СНК разрабатывает 3 газовых месторождения с высоким содержанием метана: Арак, Эль-Хейл и Дубайят. Всего эксплуатируется 16 скважин, из них 7 на месторождении Арак, 5 – на Эль-Хейл и 4 скважины на месторождении Дубайят.

Ежегодная добыча газа составляет 2,5–3,5 млн. м³. Завершается обустройство месторождения Наджиб. Фирма Шлюмберже оказывала техническую помощь в бурении горизонтальных скважин на глубину до 3000 м (3 скважины) Стоимость бурения одной горизонтальной скважины 1,0 млн. долларов США.

Проектная ежедневная добыча природного газа на этом месторождении должна составлять 1,5 млн. м³. Природный газ на этом месторождении сернистый (0,3 %).

Месторождение Сухне

Месторождение Сухне расположено в пределах южной Пальмирской подзоны. Приурочено оно к сложнопостроенной брахиантиклинали северо-восточного (Пальмирского) простирания. Размеры складки 7×3 км, амплитуда около 200 м. В пределах структуры пробурена одна скважина. При ее бурении признаки нефтегазоносности отмечены в отложениях свиты Мулусса. При опробовании интервала 1447–1480 м получен промышленный приток газа.

Внутрипромысловые газопроводы диаметром 3'' и 5''. Газ с газосборных пунктов подается в основной газопровод диаметром 22'' Дубайят-ЭльХейл-Арак, который соединяется с магистральным газопроводом Ирак-Сирия в районе насосной станции №3 (недалеко от Пальмиры). Этот магистральный трубопровод имеет диаметр 24'' с давлением в 75 атм и мощностью до 6 млн. м³ в сутки.

Средний дебит газовых скважин в районе Пальмиры может составлять 300–500 тыс. м³ в сутки.

Джебиссинский регион

В Джебиссинском НГР разрабатываются нефтегазовые месторождения Эль-Холь (4,5 млрд. м³), Гуна (6 млрд. м³), газовое месторождение Маркада (5 млрд. м³), кроме того, имеются значительные запасы газа на нефтегазовых месторождениях Салхия – 1 млрд. м³ и Северный Хуссейн – 1 млрд. м³.

Район Алеппо

В районе Хомса открыто 3 газоконденсатных месторождения (два из них: Эль-Резм и Эль-Болхс) с общими геологическими запасами в 100 млрд. м³.

Румеланские газовые залежи

В Румеланской группе месторождений основные запасы природного и попутного газа содержатся в 3-х месторождениях:

Суэдия, триас, начальные извлекаемые запасы газа – 4 млрд. м³, остаточные – 2 млрд. м³.

Румелан, триас, начальные извлекаемые запасы – 1,5 млрд. м³, глубина залегания – 500 м. В горизонте Бутма остаточные запасы газа – 0,5 млрд. м³.

Аода, начальные извлекаемые запасы газа в горизонте Бутма – 6 млрд. м³.

По одному из проектов предполагается соорудить газопровод от порта Фуади (Египет) до порта Искендеран (Турция) вдоль побережья Сирии (см. рис. 5.2)

Выводы

Несмотря на усилия в поисково-разведочных работах в последние три года, только 36 % из 800 потенциальных структур в Сирии было разбурено. С 1992 года не было сделано никаких значительных открытий залежей нефти.

Сирийская нефтяная Компания в июне 1999 года объявила об открытии газового месторождения Северный Эль-Файед недалеко от г. Хомс, в 200 км к северу от Дамаска. Открытие произошло как раз в той области, в которой компания MARATHON прекратила поисково-разведочные работы. СНК оценивает добычу газа с этого месторождения в 1 млн. м³/сут. Разведочная скважина находится недалеко от газового месторождения Абу-Рабаш, также открытой СНК в конце сентября 1997 года. Новое месторождение расположено близко от существующей системы газопроводов. На месторождении Абу-Рабаш, скважина вскрыла газоносный пласт на глубине 2401 м, добывные возможности оцениваются в 1 млн. м³/сут.

6. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Среди благоприятных геологических факторов, определяющих перспективность осадочного чехла Сирии, прежде всего, необходимо отметить:

- широкое распространение карбонатных пород, часто обладающих хорошими коллекторскими свойствами;
- наличие региональных, достаточно мощных глинистых и эвапоритовых покрышек;
- присутствие в разрезе осадочного чехла нефтематеринских свит;
- наличие многочисленных антиклинальных, стратиграфических и других ловушек нефти и газа.

С точки зрения перспектив нефтегазоносности территории Сирии можно выделить следующие три (см. рис. 6.1, 6.2).

Перспективные с доказанной промышленной нефтегазоносностью. К этой категории отнесена северо-восточная переклираль Месопотамского прогиба и прилегающей к ней борт Евфратской синеклизы, осложненный Туальба-Синжарской системой валообразных поднятий – здесь разведана основная часть месторождений нефти и газа. В центральных районах страны с этой категории отнесена южная часть Алеппского поднятия и примыкающая к нему Пальмирская складчатая зона, где также разведаны промышленные скопления углеводородов;

Перспективные с прямыми признаками нефтегазоносности. К этой категории отнесена обширная область на юго-востоке страны, приуроченная к поднятию Рутба. Прямые признаки углеводородов здесь получены в виде газопроявлений при бурении скважин на структурах Тенф и Суаб;

Перспективные, но малоизученные. К этой категории отнесена остальная часть центральных районов страны, включающая

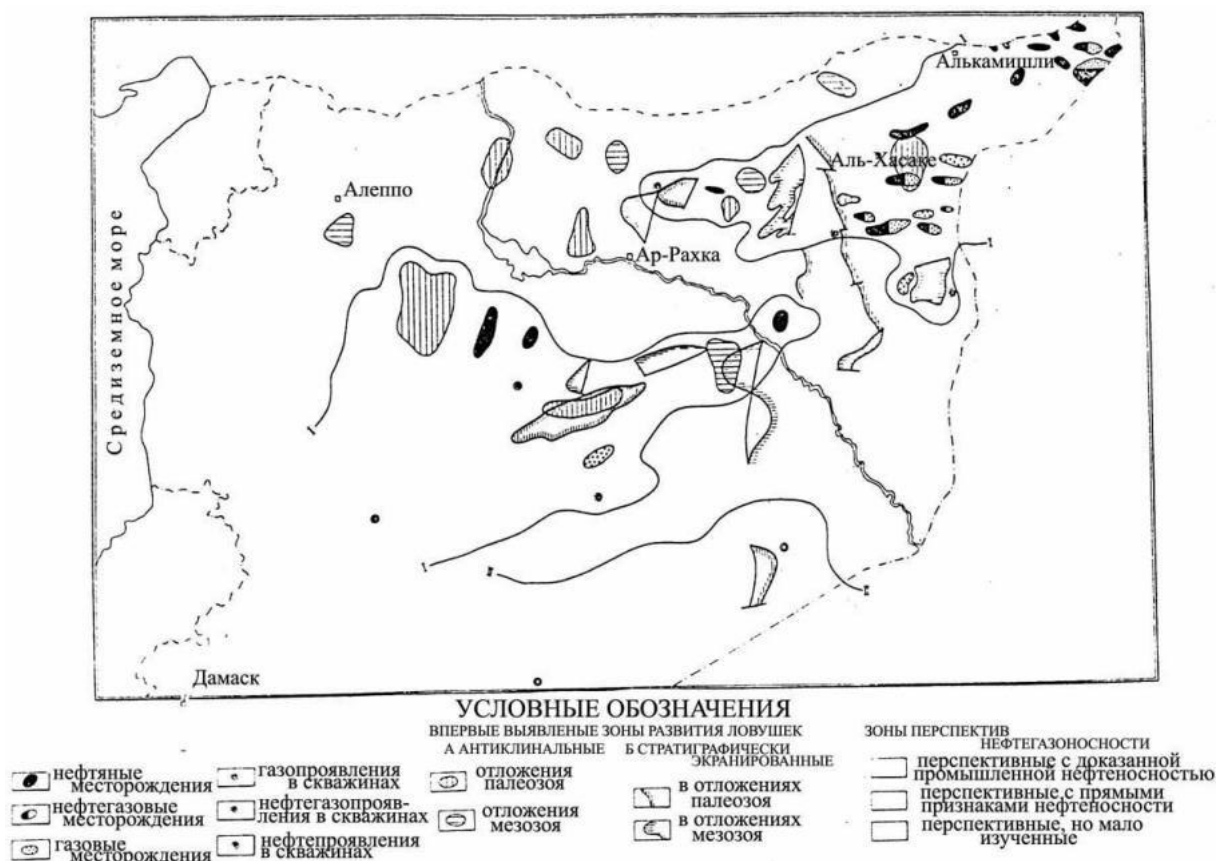


Рис 6.1. Схема перспектив нефтегазоносности мезозойского и палеозойского комплексов

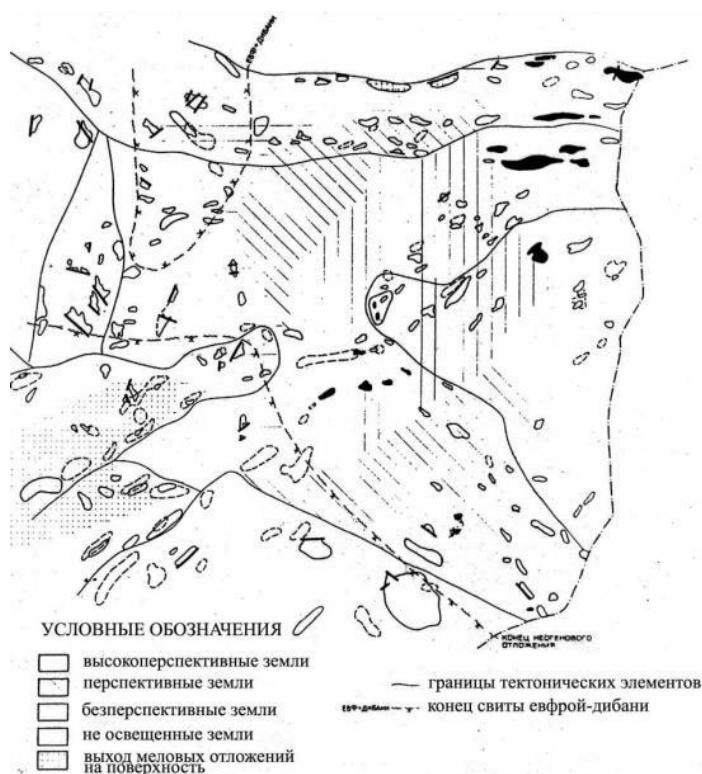


Рис. 6.2. Схема перспектив нефтегазоносности кайнозойских отложений Евфратской впадины

в основном наиболее прогнутые участки Евфратской синеклизы и слабоизученную северную часть Алеппского поднятия. Прямых признаков нефтегазоносности здесь пока не получено.

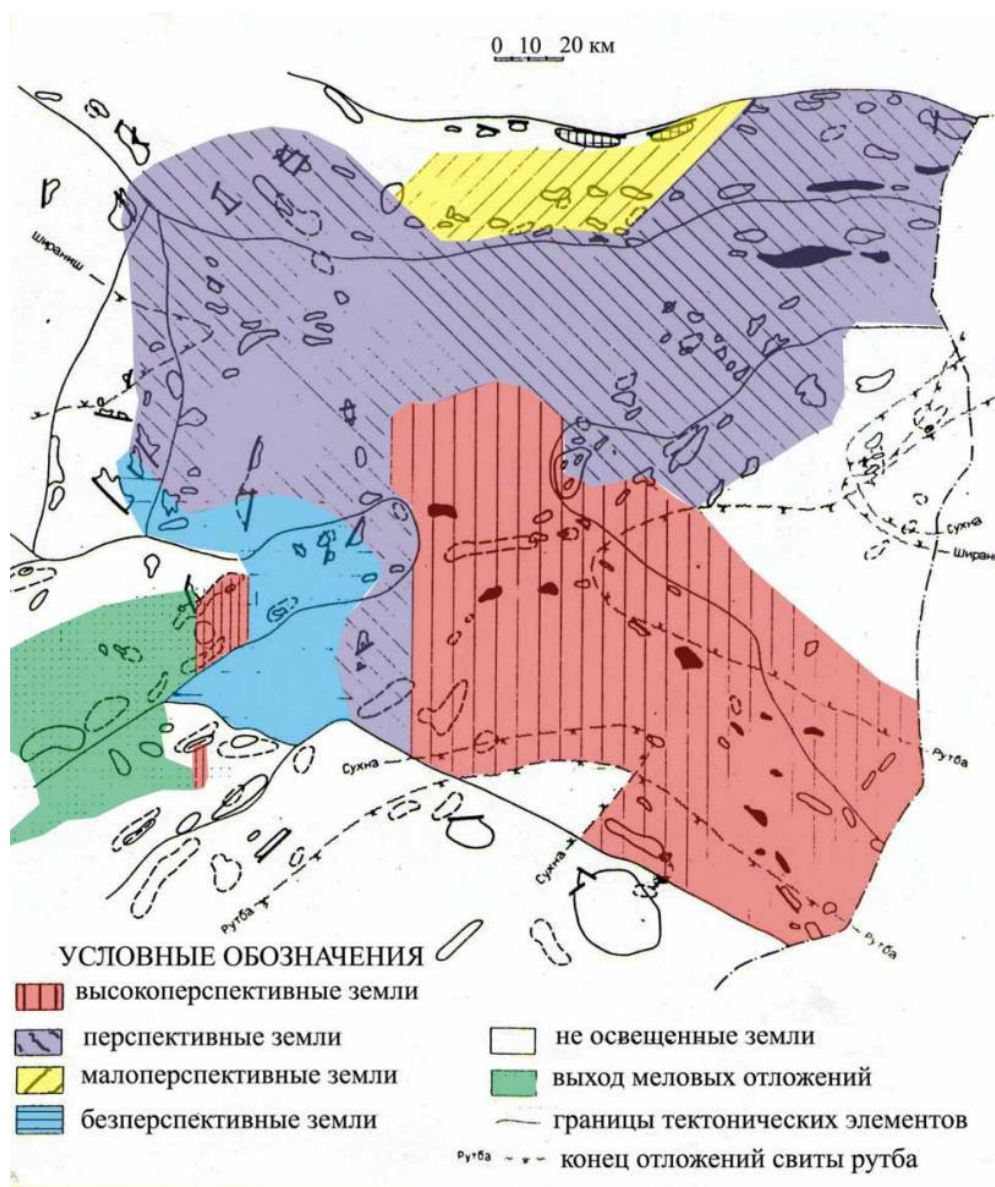


Рис. 6.3. Схема перспектив нефтегазоносности меловых отложений Евфратской впадины

В пределах всех перечисленных областей выявлены как антиклинальные, так и неантиклинальные ловушки, которые являются объектами проведения детальных сейсмических исследований и бурения. Перспективы нефтегазоносности палеоген-неогеновых отложений связаны с восточной частью страны. Они имеют значительную мощность (до 2 и более км) на этой тер-

ритории и состоят из пачки представленной карбонатными породами, являющимися коллекторами (пачки Джерибе, Чилоу, Джаддала) и пачки, состоящие из ангидритов или переслаиванием ангидритов и сланцев, которые могут служить покрывной (пачки Нижний Фарс и Джиббане). Перспективы этих отложений невелики, так как неогеновые отложения имеют незначительную мощность или отсутствуют, а палеогеновые основания на большей территории выходят на поверхность и не имеют в своей верхней части надежных пород-покрышек. Наиболее перспективны верхнемеловые отложения в северо-восточной части Сирии и Евфратской впадины. Менее перспективны отложения в районе восточного склона Алеппского поднятия и на склонах поднятий Рутба, Рауда. Центральной части Пальмирида (впадина Эль-Дау), на южном и северных бортах Евфратской впадины, где они залегают на небольшой глубине и имеют маленькую мощность, а также на большей части Пальмирид, где они обнажаются у поверхности.

Нижнемеловые отложения более перспективны на территории Евфратской впадины (см. рис. 6.3, 6.4). Нефтегазоносность их связана с пачкой Эль-Рутба, по типу залежей они относятся к литостратиграфическим ловушкам.

В триасовых отложениях залежи нефти и газа, вероятно, находятся в Месопотамском прогибе и Евфратской впадине. Перспективны также восточные районы Алеппского поднятия; Пальмириды: склоны поднятия Рауда и северный склон поднятия Рутба. К неперспективным районам относятся отложения мезокайнозоя (присводовая часть поднятия Эль-Рутба). Где находятся отложения триаса, юры и нижнего мела отсутствуют, а верхние меловые и кайнозойские залегают на небольшой глубине. Бесперспективны районы Бассит-Курдагского поднятия. Арабский прогиб, Иорданское поднятие, юго-западная часть Пальмирид,

Аафрин-Идлибский прогиб и хребет Ансари относятся также к неперспективным районам для поиска нефти и газа.

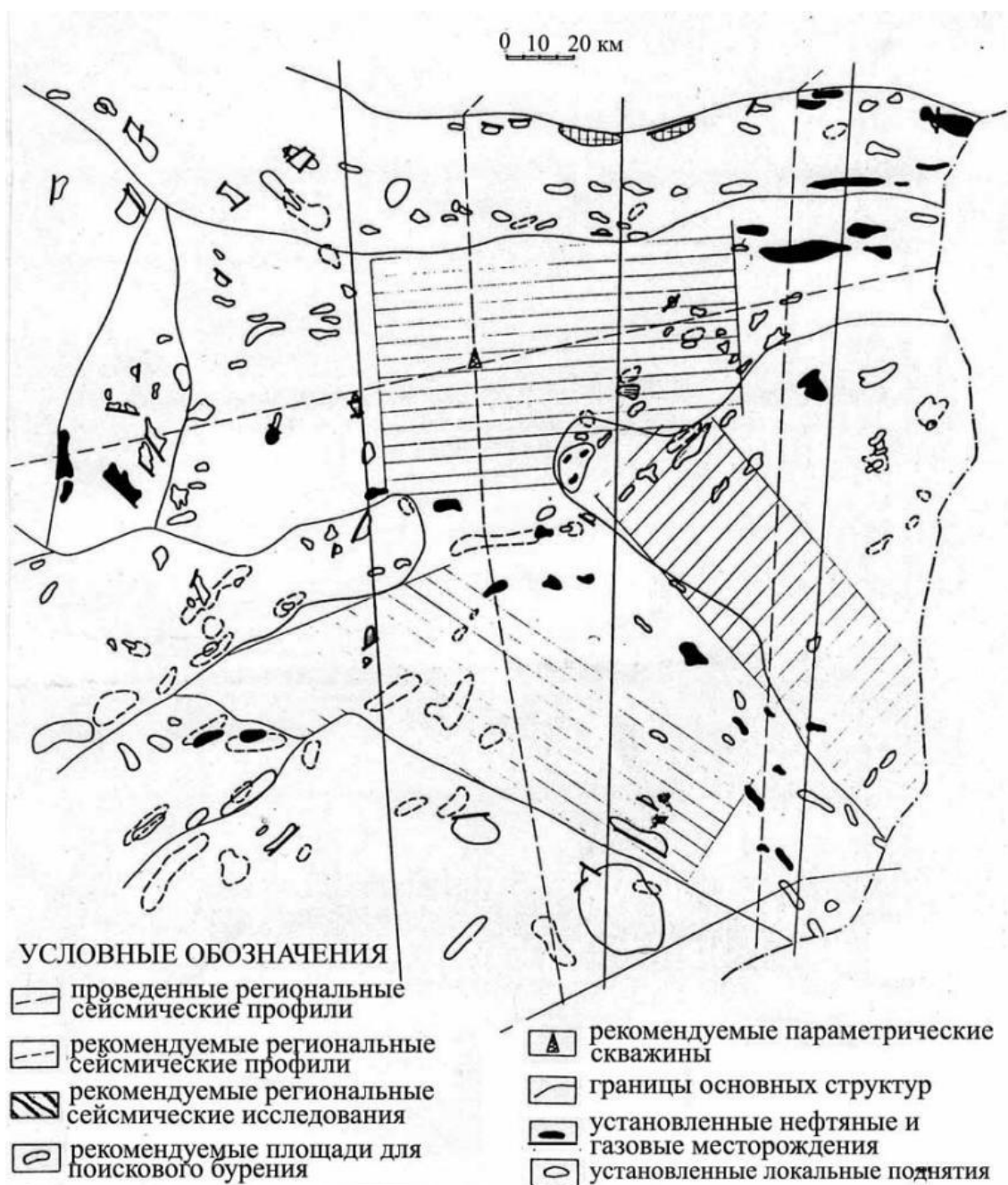


Рис. 6.4. Схема поисково-разведочных работ на Евфратской впадине

Геологической съемкой на территории Сирии было закартировано 156 локальных брахиантиклинальных структур размерами, по поверхностным отложениям, 10–20 и более километров, в южном направлении размеры структур заметно увеличиваются, достигая иногда 100 км (см. рис. 6.5).

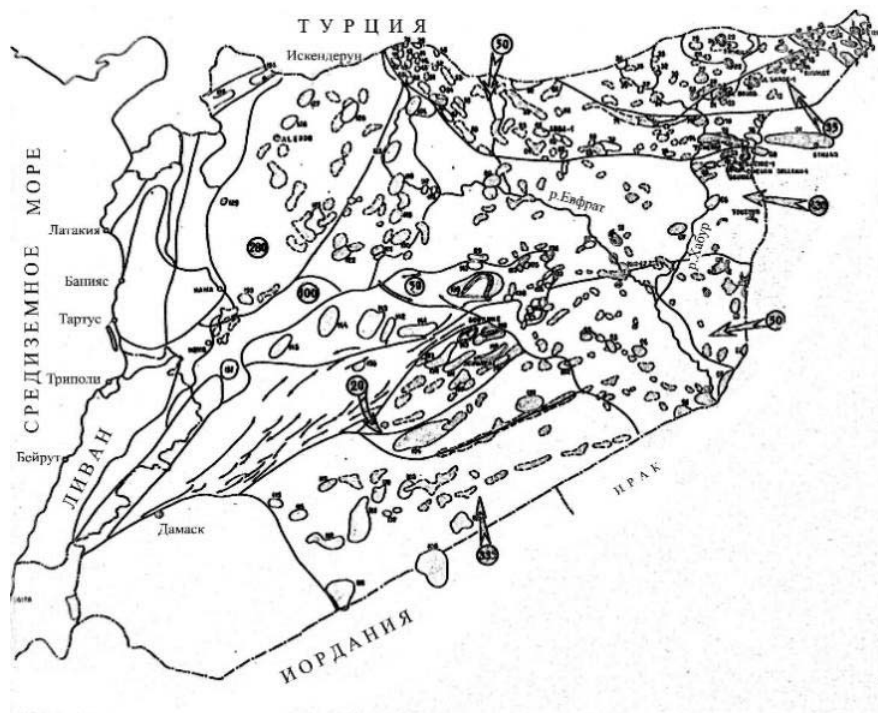


Рис. 6.5. Схема расположения перспективных структур:

1 – Айн Базук; 2 – Деррик; 3 – Ханик Тарамиш; 4 – Карачок; 5 – Лайлак; 6 – Хамза; 7 – Суэдия; 8 – Румелан; 9 – Алиан; 10 – Батерзане; 11 – Бабасси; 12 – Саид; 13 – Аода; 14 – Хурбет; 15 – Базун; 16 – Котба Фаукани; 17 – Мотлоут; 18 – Эль Барде; 19 – Хурбет Нора; 20 – Фаер; 21 – Эль Буаб; 22 – Бустан; 23 – Камышли; 24 – Шейк Канни; 25 – Мутассалем; 26 – Дузек; 27 – Эффенди; 28 – Сфайя; 29 – Гола; 30 – Раджап; 31 – Хафьян; 32 – Кабр; 33 – Хармала; 34 – Рас-Эль-Айн; 35 – Ноух; 36 – Хабур; 37 – Тель Тамр; 38 – Сейфтек; 39 – Кара Халинди I; 40 – Селиб; 41 – Кара Куйон; 42 – Теллик; 43 – Ситтив; 44 – Гюйарик; 45 – Кара Халинди II; 46 – Роуби; 47 – Зарук; 48 – Халидик; 49 – Кара Пергуль; 50 – Сиро; 51 – Бир Рач; 52 – Корус; 53 – Бор Хайук; 54 – Гуль Тепе; 55 – Кибареб; 56 – Сафари; 57 – Бир Кирмидли; 58 – Чахам; 59 – Тель Шакал; 60 – Слуг; 61 – Дехлиз; 62 – Бир Аркоуп; 63 – Тель Адванье; 64 – Тель Хувеша; 65 – Тель Абба; 66 – Бир Лаба; 67 – Западный Бтеймане; 68 – Мурдак; 69 – Восточный Бтеймане; 70 – Бейда; 71 – Хафса; 72 – Абд-эль-Азиз; 73 – Метиаха; 74 – Вади-эль-Факир; 75 – Хорра; 76 – Эль Куене; 77 – Айн Сфайят; 78 – Джерибе; 79 – Чембе; 80 – Кусейбех Шамали; 81 – Синжар; 82 – Слюби; 83 – Гуна; 84 – Гбейбе; 85 – Джебисса; 86 – Шанисани; 87 – Маза; 88 – Джазза; 89 – Раджем-эль-Рудран; 90 – Трайф; 91 – Тель-Зараб (Дерро); 92 – Файдате; 93 – Кхорр; 94 – Соллоуби; 95 – Ратка; 96 – Абу-Кемаль; 97 – Богуз; 98 – Хаасика; 99 – Бархоут; 100 – Рауда; 101 – Терм; 102 – Сарем; 103 – Уэред; 104 – Мураббаа; 105 – Теннифате; 106 – Тенф; 107 – Румана; 108 – Сахи; 109 – Хамие; 110 – Марра; 111 – Хадалие; 112 – Бир-Джувейф; 113 – Саба Биар; 114 – Абу-Брахим; 115 – Мкемем Слеби; 116 – Табка; 117 – Дакр Мехерфет; 118 – Матхир; 119 – Хбаре; 120 – Хрейбе; 121 – Харате; 122 – Ехрейбе; 123 – Миксар; 124 – Даам; 125 – Ханасер; 126 – Сукари-эс-Серхир; 127 – Каар Кахбине; 128 – Хлиса; 129 – Маретен Наамане; 130 – Хама Восток; 131 – Авар; 132 – Седжири; 133 – Хадра17; 134 – Дуэйна; 135 – Дидди; 136 – Джир; 137 – Бутме; 138 – Харруба; 139 – Эль Коум; 140 – Тар Рахум; 141 – Абоу Реджимайн; 142 – Марах; 143 – Шакр; 144 – Билас; 145 – Шамария; 146 – Дахек; 147 – Сухне; 148 – Дубайят; 149 – Хейл; 150 – Духалир; 151 – Дахр Эль Редрафи; 152 – Арак; 153 – Доур; 154 – Бафлиун; 155 – Ашкан Шарки; 156 – Джар

По перспективности территория Сирии делится на следующие тектонические зоны:

северо-западная часть Месопотамского прогиба, расположенная в северо-восточной части страны, здесь сосредоточены основные разведанные запасы нефти. Залежи нефти связаны с отложениями мела, юры и триаса;

северный склон поднятия Рутба (Сирийская пустыня). Основные перспективы здесь связаны с отложениями мела, юры, триаса и палеозоя;

Евфратская впадина находится вдоль р. Евфрат между Сирийской пустыней, восточным окончанием Пальмирид и Алеппского плато до Джераблусского и Туальаббско-Синжарского валов – на севере. Перспективны здесь меловые, юрские, триасовые образования и отложения среднего миоцена (свита Джерибе). На площади Джебисса получен промышленный приток газа;

склоны Дейрезорского поднятия. В этой зоне диапазон стратиграфических комплексов перспективных в нефтегазоносном отношении значительно шире, это связано с мощностью осадочных толщ, вскрытых Иракской скважиной Клейсия-1. Суммарная мощность только палеозойских образований составляет 2117 м, в том числе отложений ордовика – 1248, верхнего девона 259 м, нижнего карбона – 610 м.

В разрезе ордовика выделяется шесть песчаных пластов, разделенных непроницаемыми глинистыми прослоями, которые могут служить покрышками для ловушек нефти и газа. Также перспективны здесь отложения юры, мела, палеогена и среднего миоцена.

Алеппское поднятие, его склоны осложнены серией брахиантиклинальных складок. Здесь также перспективны отложения юры, триаса и палеозоя. На западе Алеппского поднятия при бурении структурной скважины в начале 1972 г. на глубине

50–70 м получены незначительные притоки газа и нефти, что повышает перспективы этого района.

К территориям с высокими перспективами относятся *Южно-Пальмирская и Северо-Пальмирская зоны*. Бесперспективными считается рифовая зона и Пальмирская складчатая область, где осадочный чехол сильно дислоцирован. Перспективы нефтегазоносности сирийской части Месопотамского прогиба подтверждаются открытием месторождений Суэдия, Карачок, Румелан, Хурбет и Деррик. Данные сейсморазведки и глубокого бурения свидетельствуют о том, что в этом районе нельзя больше рассчитывать на открытие крупных месторождений типа Суэдия, так как в его пределах отсутствуют крупные структуры и характер геологического строения северо-западного окончания Месопотамского прогиба заметно меняется.

Перспектива открытия крупных месторождений в Сирии связана с платформенными структурами в пределах Евфратской впадины, Дейр-Эз-Зорского поднятия, Сирийской пустыни, Алеппского плато и Хомской впадины.

В пределах Сирии четко выделяются две нефтегазоносные провинции – Месопотамская на северо-востоке и Аравийская на остальной ее территории. Современные данные позволяют выделить 10 областей на территории Сирии перспективные в разной степени в отношении нефти и газа (см. рис. 6.6). Наиболее возможными нефтематеринскими породами палеозоя являются ордовикско-силурийские черные битуминозные глинисто-кремнистые сланцы, которые найдены на юге юго-востоке Турции (Феке, Хазро, Хаккари). Девонские битуминозные глинистые сланцы могут служить нефтематеринскими породами только в северных районах Сирии.

Данные по разрезам глубоких скважин показывают широкое развитие в разрезе карбона Сирии сланцевых толщ, расчленен-

ных зачастую пластами известняка и песчаников. В районе Хазро песчаники битуминозны. Следовательно, возможна нефтеобразующая роль этих осадков в пределах Сирии.



Рис. 6.6. Схема расположения нефтегазоносных областей Сирии

В пермских отложениях преобладают континентальные осадки, которые не могут рассматриваться в качестве нефтематеринских.

Силурийские битуминозные глинисто-кремнистые сланцы являются нефтематеринскими породами. Это косвенно доказывается геохимическими исследованиями разреза палеозоя (проведены французскими геологами) по районам Алжирской Сахары. По их мнению силурийские глинисто-сланцевые толщи обладают высоким потенциалом нефтематеринской породы и скорее всего служили важным источником углеводородов для образования нефтяных, газонефтяных и газоконденсатных залежей нефтегазоносных бассейнов востока Алжирской Сахары (Триасовая провинция и бассейн Иллизи). Это очень важно, поскольку в палеозой Аравийская плита была единым структур-

ным элементом с Северо-Африканской платформой. В пределах этой платформы накопление осадков и захоронение органического вещества были одинаковы. В отложениях мезозоя к нефтематеринским породам можно отнести черные глинистые сланцы, которые переслаиваются с известняками доломитами группы Долаа триаса. Остается возможным, что нижнеюрские карбонатно-глинистые отложения могут служить нефтематеринским породами. Пачка глинистых сланцев свиты Чериф, залегающих в переходной зоне от юрских отложений к меловым также может служить нефтематеринской породой. В северо-восточных районах Сирии (в пределах Месопотамского краевого прогиба) нефтематеринским породами являются мощные битуминозные карбонатно-мергельно-глинистые породы сенона (свита Шираниш) верхнего мела. Их аналоги (свита Сухне и «мергели Пальмиры»), развитые на территории центральной Сирии, они обладают высокой битуминозностью. На юго-восточных Турецких областях, которые граничат с северо-восточным нефтегазодонными районами Сирии компания ALADDIN MIDDLE EAST LTD., Анкара развила бурные поисково-разведочные работы на основе лицензии полученной в 1998 г.

Как полагают геологи этой компании, юго-восточные области Турции входят в Палеозойский нефтеносный бассейн, который содержит богатые нефтематеринские породы силурийского возраста и характеризуется значительными углеводородными потенциалами. Как показывают специалисты, если нефть присутствует, то она захвачена большими структурами в песчаниках девонского и ордовиковского возраста (рис. 6.7) программа по сейсмике включает в себя около 250 км 2Д сейсмических работ, с последующим бурением поисковой скважины в 1999 (OGJ, feb, 2, 1998).

По сведениям, полученным из Сирийских источников из раз-

ведочных скважин, пробуренных на девонских отложениях глубиной 4300 м получены промышленные притоки нефти.

Перспективы нефтегазоносности триасовых и юрских отложений в Евфратской впадине

В северо-восточной и северо-западной частях Евфратской впадины, в основном, развиты скопления газа. На юге и в центральных районах впадины, где проявились интенсивные палеоразмывы, перспективы триасовых и юрских отложений уменьшаются.

Наиболее перспективны северо-восточные районы Евфратской впадины, здесь мощность триаса максимальна 1000 м. Основная продуктивная толща – Курачине-доломит имеет мощность 400-600 м и состоит из карбонатов с включением глин извапоритов. Она совместно со свитой Аманосшелл является нефтематеринской и нефтесодержащей. Максимальная пористость карбонатных коллекторов 28%. Покрышка Курачине-ангидрит надежно перекрывает и состоит из эвапоритов и глин.

Следующим продуктивным объектом является свита Бутма. Газонефтенасыщенными коллекторами выступают высокопродуктивные трещинные карбонаты, перекрытые покрышкой свиты Адайя. Мощность свита Бутма до 100 м. Высокоперспективные участки свиты Серджилю относятся к поднятию Рутба, залегает несогласно над свитой Серджилю с приобретением песчаных коллекторов мощностью 200–300 м. Установлены залежи нефти на площадях Омар, Танак, Джидо.

Перспективы нефтегазоносности меловых, палеогеновых и неогеновых отложений в Евфратской впадине.

В меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях концентрируется около 90% выявленных залежей нефти и газа Евфратской впадины и ее смежных территорий.

Наиболее перспективны меловые отложения в центре, на юге

и юго-востоке впадины. Мощность этих отложений (свиты Рутба и Сухне) 250–300 м. Здесь развиты многочисленные локальные высокоперспективные структуры с залежами легкой нефти.

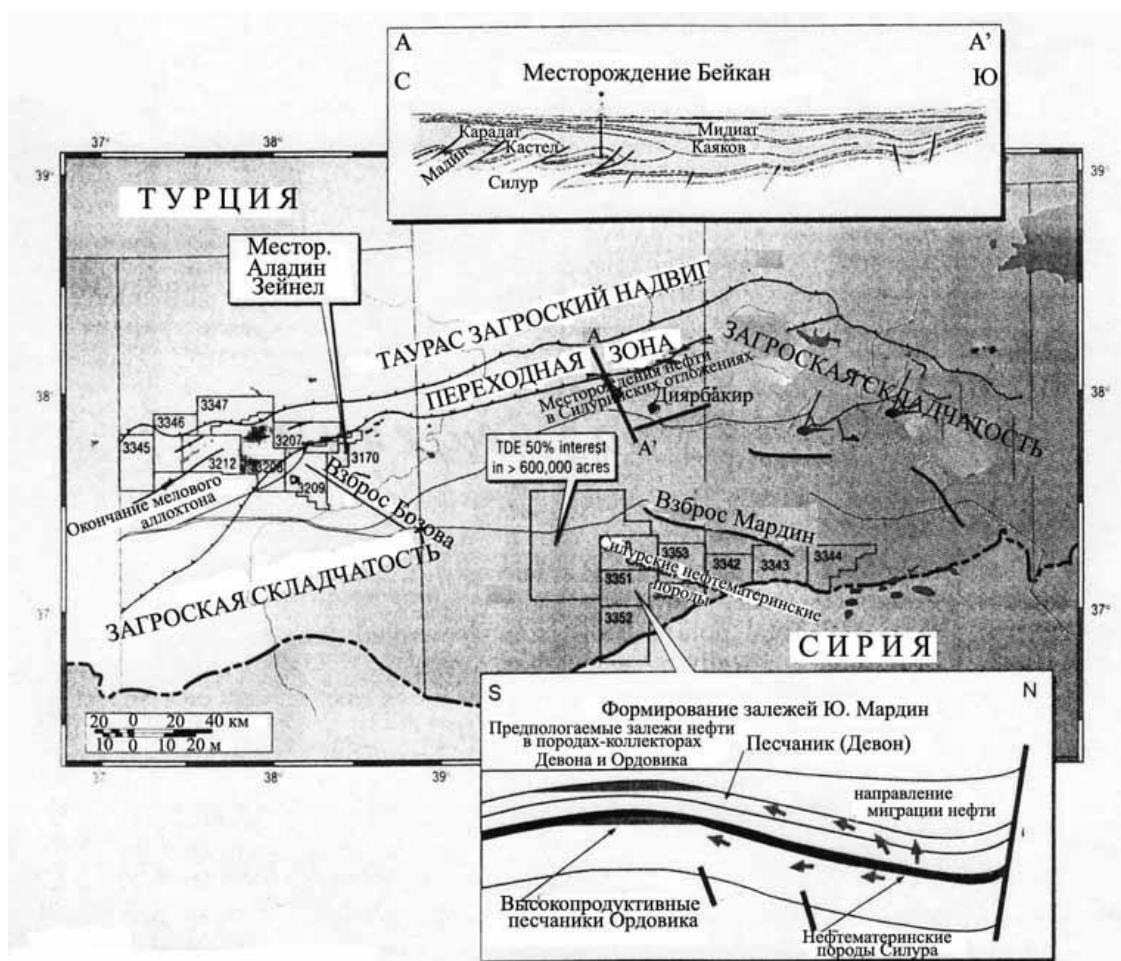


Рис 6.7. Возможные нефтяные ловушки в резервуарах девона и ордовика в районе Сирийско-Турецкой границы

Перспективы территории связаны с благоприятными геологическими условиями. Особо выделяются высокочемкие и высокопродуктивные песчаные коллекторы, изолированные локальными и региональными покрывками (свиты Шираниш, Аалижи). Распространены локальные ловушки структурного и неструктурного типов. Нефтепроизводящей толщей является карбонатно-глинистая (свита Сухне, м. б. Шираниш).

Неогеновые отложения находятся в центре и на юго-востоке Евфратской впадины и поднятие Рауда. Этот комплекс состоит из свит Евфрат, Диббане, Джерибе и транзитная зона, в которых хо-

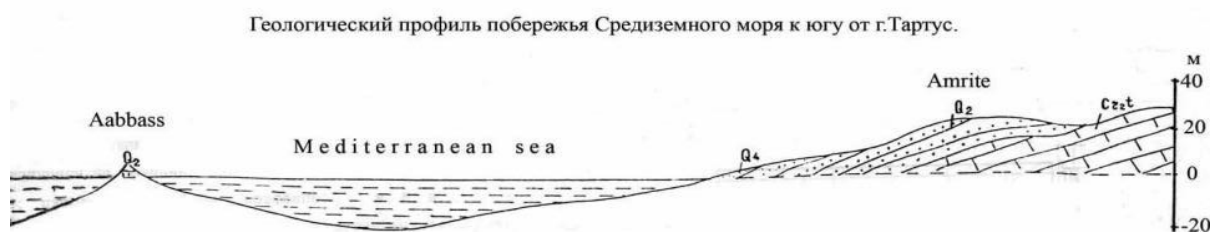
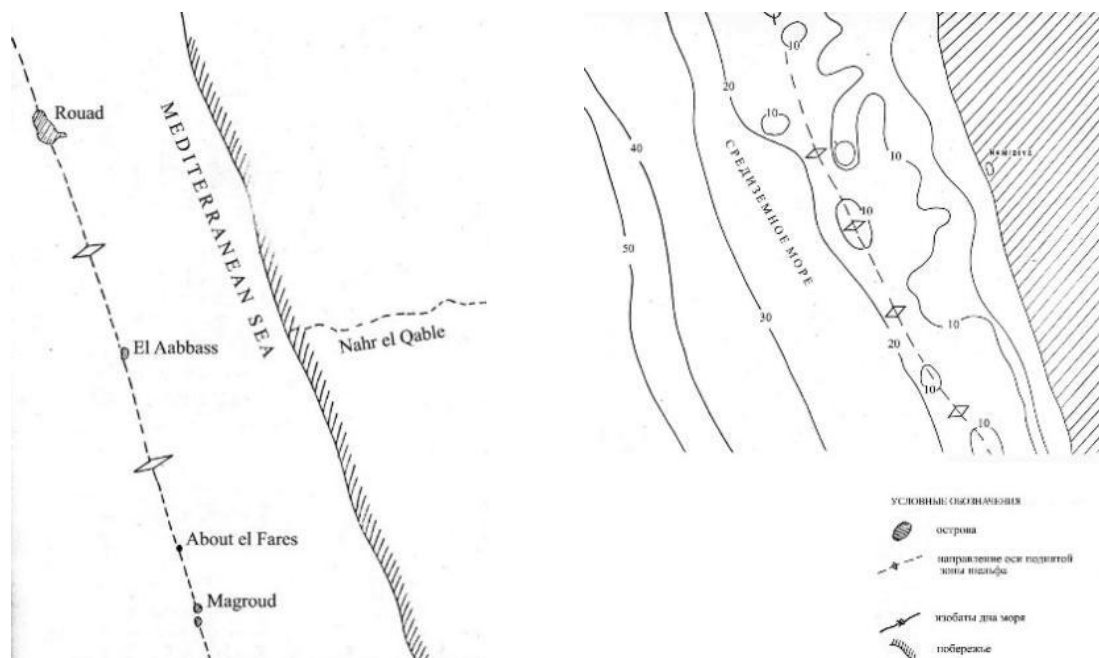


Рис. 6.8. Геологический профиль побережья Средиземного моря к югу от г. Тартус

рошо развиты первичные и вторичные коллекторы с пористостью до 30%. Здесь установлено много локальных поднятий, отмечены многочисленные разрывные нарушения различной амплитуды и длины, все это обеспечивает проявление вертикальной и латеральной миграции углеводородов и формирование их скоплений различных типов.

Средиземноморской шельф (см. рис. 6.8–6.10). С точки зрения перспектив нефтегазоносности представляет интерес предполагаемая линейная дислокация Рауад, расположенная в пределах шельфовой зоны Восточного Средиземноморья, к юго-западу от г.Тартус. Представлена она системой островов, прослеживаемых вдоль берега почти до ливано-сирийской границы. Самый крупный остров Рауад, южнее расположены острова Эль Аббас. Абоу-эль-Фарес, Макроуд. Каждый из этих островов представляет собой свод локального поднятия. Целый ряд таких предполагаемых сводов погружены на дно моря на глубину около 10 м. Своды поднятий, по геологическому профилю, представлены верхнемеловыми карбонатными породами. Рассматриваемая дислокация, возможно, является осложнением южного продолжения прогиба Эль-Кебир, имеющего достаточно большую мощность осадочных пород.

Перспективы нефтегазоносности зоны шельфа, аналогично с соседними районами суши, связаны с отложениями триаса нижней юры и более древних палеозойских образований.



а

б

Рис. 6.9. Шельфовая зона Сирии в районе г. Тартус

7. ОЦЕНКА РИСКА ИНВЕСТИЦИЙ В СИРИЙСКУЮ НЕФТЕГАЗОВУЮ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Наиболее полное исследование рисков инвестиций в различные страны было проведено компанией Petroconsultants S.A., которая заслужено пользуется международным признанием в области нефтегазового консультационного сервиса. Исследованием было охвачено 89 стран, на основе информации по разведке и добыче углеводородов в 1996 г. Подобное исследование в первую очередь рассчитано на новые венчурные группы и серьезных инвесторов, готовых вложить капиталы в разведку и добычу углеводородов.

Исследование рисков базируется на сложной методике подсчета рисков. Кorteж стран предпочтительных с точки зрения минимальных рисков для инвестиций, строится на основе взвешенного ранжирования стран. Ранжирование стран осуществляется по минимальной совокупной оценке, так называемого рейтинга PEPS RATING & RANKING INDEX.

Полное название рейтинга PEPS-PETROLEUM ECONOMICS and POLICY SOLUTIONS OVERALL RAITING & RANKING INDEX.

Совокупная оценка рейтинга страны базируется на оценке рейтингов по 3-м основным параметрам:

геологической перспективности (50 % в совокупном индексе PEPS);

- оценка рисков (15 %);
- условиям налогообложения (35 %);

т.е. основных трех составляющих, которые в конечном итоге определяют инвестиционный портфель компании.

Геологическая перспективность составляет 50 % в индексе совокупного рейтинга и состоит из следующих параметров:

- последние результаты по добыче – 15 %;
- остаточные извлекаемые запасы – 15 %;
- геологическая активность за последние 5 лет – 20 %;
- успешность поисково-разведочных за последние 5 лет – 50 %.

Последние результаты в добыче углеводородов подразделяются на результаты в добыче нефти – 60 % и добыче газа – 40 %.

Оценка остаточных извлекаемых запасов углеводородов аналогично, состоит из остаточных извлекаемых запасов нефти и газа. Результаты геологической активности за последние 5 лет (всего 20 %, из них: бурение скважин на новых месторождениях – 50 %, выдача новых лицензий – 25 %, активность нефтегазовых компаний – 25 %). Успехи в поисково-разведочных работах на нефть и газ за последние 5 лет (всего 50 %) подразделяются на приращение нефтяных извлекаемых запасов – 40 %, приращение газовых извлекаемых запасов – 25 %, успешность бурения скважин на новых месторождениях – 10 %, приращение запасов по каждой скважине на новых месторождениях – 25 %).

Оценка рисков (всего 15 %) включает в себя:

- политические риски (60 %);
- социально-экономические риски (20 %);
- коммерческие риски (20 %).

Политические риски состоят из войны – 10 %, беспокойной политической ситуации – 25 %, произвола – 35 % и стабильности – 30 %.

Социально-экономические риски подразделяются на экономические – 25 %, энергетические – 20 %, экологические – 30 % и этнические конфликты – 25 %.

В коммерческих рисках различают: инвестиционный климат в стране – 35 %, возврат капитала – 25 %, контрактные условия – 40 %.

Условия налогообложения в стране подразделяются на:

долю государства – 5 %;

- долю правительства – 5 %;
- чистый доход инвестора при дисконтном коэффициенте в 12,5 % в (\$/бар) – 20 %;
- чистый доход инвестора при дисконтном коэффициенте 0 % (\$/бар) – 5 %;
- внутренний уровень доходности – 20 %;
- чистый доход инвестора при дисконтном коэффициенте в 12,5 % в млн. долл. США – 10 %;
- чистый доход инвестора при дисконтном коэффициенте в 0% в млн. долл США – 5 %.

Отношение прибыли к вложенным инвестициям при 12,5 % коэффициенте дисконтирования – 30 %.

Кроме того, для всех составляющих налогообложения приняты следующие рейтинги:

- экономически рентабельные месторождения – 45 %;
- малорентабельные месторождения – 45 %;
- месторождения без инфраструктуры – 20 %.

В соответствии с PEPS RATING & RANKING INDEX [GEO ARABIA, (Middle east petroleum geosciencis, vol 3, #1, march 1998 с. 176–178] Сирия занимает 71 место в списке из 89 стран, привлекательных для инвестиционных групп, которые заинтересованы в разведке и разработке запасов углеводородов.

Общий рейтинг страны составляет – 3,59.

Геологическая перспективность – 3,20.

Оценка рисков – 1,90.

Условия налогообложения – 2,59.

Заключение

Сирийская Арабская Республика входит в число нефтедобывающих стран Ближнего и Среднего Востока. Изучение геологического строения территории Сирии значительно расширило перспективы этого региона для поиска нефти и газа. Наиболее перспективны южная и центральная части платформенного склона, в том числе, территория Сирийской пустыни, Приевфратский прогиб, Дей-Эз-Зорского поднятия и, на севере – склоны Алеппского плато. На территории Сирии проведен большой, но недостаточный для потенциала Сирии, объем геолого-геофизических работ. В настоящее время САР переживает нелегкие времена: развитие экономики страны, а также нефтегазовой промышленности Сирии тормозится политическими событиями, происходящими здесь. Восстановление и развитие отрасли связаны с полным переходом территории Сирии под контроль правительственных сил.

Сведения о строении осадочной толщи в различных районах Сирии, неполные и разноречивые. В республике нет ни одной скважины, вскрывшей кристаллический фундамент. В пределах Алеппского плато и Сирийской пустыни отсутствуют глубокие скважины. Возраст вскрытых местами глубокими скважинами отложения палеозоя, во многих случаях, условный. Мало информации о мощности и литологическом составе отложений ордовика и кембрия. Как следствие, сведения о строении отложений палеозоя приводятся только в общих чертах по естественным обнажениям и разрезам скважин соседних стран. Наиболее достоверными являются данные о строении отложений мезозоя и третичной системы для северо-восточных районов Сирии, где пробурено большое количество глубоких скважин. Широко распространены отложения кембрия в пределах Сирии, о чем свидетельствуют их большие мощность в Турции и Иордании.

Породами–коллекторами могут служить морские карбонатные и песчано-конгломератовые континентальные отложения нижнего кембрия, а покрывкой – глинистые сланцы с прослоями аргиллитов и алевролитов, которые залегают в верхней части кембрийской толщи. В северной и восточной Сирии развиты отложения ордовик-силура. На юге они выпадают из разреза или представлены в континентальной фации. Большой интерес как породы-коллекторы эти отложения представляют в восточной части страны, в районе поднятия Дейр-Эз-Зор. Они вскрыты скважиной Клейсия-1. Здесь можно выделить 6 песчаных пластов мощностью от 20–100 м, разделенных глинисто-сланцевыми породами мощностью от 20 до 200 м. В кровле ордовика залегает 100-метровая толща глинисто-сланцевых пород, которые могут служить хорошей покрывкой. Девонские отложения мало развиты на территории Сирии. Там, где они условно выделены в разрезах глубоких скважин (Дубайят, Сухне, Долаа), они представляют собой континентальные песчаники, переслаивающиеся черными глинистыми сланцами. Как следствие, последние могут служить покрывкой нежелезистым коллекторам. Отложения карбона широко развиты по всей территории Сирии за исключением ее южной части. Имеющиеся данные показывают широкое развитие в разрезе сланцевых толщ, расчлененных, иногда, пластами песчаников, реже известняков. Эти породы имеют низкое значение в качестве коллекторов, но они могут служить покрывкой. В центральных и северных частях Сирии многими скважинами вскрыты пермские отложения. Они представлены глинисто-сланцевыми породами с редкими прослоями песчаников и известняков, мощностью в несколько сантиметров. Поэтому, пермская толща может рассматриваться как покрывка для возможных залежей нефти и газа в нижележащих палеозойских отложениях. В пределах республики отложения мезозоя широко развиты и

обнажаются на дневной поверхности в складчатых областях. Представлены они морскими карбонатными породами с отдельными прослоями и пластами глинисто-сланцевых и сульфатных пород.

С карбонатными породами свиты Курчине верхнего триаса связаны промышленные скопления нефти на месторождениях северо-востока Сирии (Суэдия, Румелан, Хурбет, Джебисса). Покрышкой служат сульфатные породы, мощностью до 100 м. Промышленные скопления нефти на месторождениях Суэдия и Карачок связаны с карбонатными отложениями свиты Бутма нижней юры. Покрышка состоит из ангидритовой толщи свиты Адаях. Широко развиты на территории Сирии меловые отложения, исключая крайний юг Сирийской пустыни (мелкая скважина К-14). Их нижняя часть (доальбские отложения) сложена терригенными, частично красноцветными породами, а вся остальная карбонатными отложениями. В ряде районов страны отмечаются размыты внутри толщи и выпадение из разреза целого ряда отдельных горизонтов. Промышленные скопления нефти в Сирии также связаны с отложениями верхнего мела свиты «массивного известняка». Они выявлены на месторождениях Суэдия, Карачок и Румелан. Основные запасы привязаны к зоне А, которая представлена рифогенными известняками. Проницаемость карбонатных пород зон В и С связана с их повышенной трещиноватостью. В центральных и восточных районах, с точки зрения пород-коллекторов, интерес представляют известняки и доломиты свиты Юдеа верхнего мела, обладающие хорошей пористостью. Отсутствие достаточно мощных региональных покрышек, типа палеоценовых сланцев свиты Кермав, снижает перспективы этих пород. Но в некоторых районах, ими могут служить карбонатно-мергельно-глинистые породы Маастихта (свиты Шириниш и «мергелей Пальмиры»).

С точки зрения нефтегазоносности, интересны отложения палеогена, имеющие большую мощность и глубину залегания в пределах Евфратской впадины и на крайнем северо-востоке Сирии (Деррикский район). Они представлены палеоценовыми сланцами свиты Кермав, развитой на северо-востоке страны, морскими карбонатно-мергельно-глинистыми породами эоцена (свиты Джаддала и Мидиат), рифогенными и органогенно-обломочными известняками олигоцена (свита Чилоу). Как породы-коллекторы, наибольший интерес представляют осадки свиты Чилоу, особенно, в восточных районах страны, где они погребены на большую глубину. В некоторых районах они покрыты сульфатно-галогенными породами свиты Диббане нижнего миоцена, что может служить хорошей покрывкой, некоторый интерес представляют карбонатные отложения свит Джаддала и Мидиат. На территории Сирии неогеновые отложения приурочены к следующим фациям: морская, континентальная, вулканическая. В данном случае, наиболее интересны морские миоценовые отложения. Они развиты на большой глубине на востоке и северо-востоке страны. Миоценовые отложения состоят из пород-коллекторов, связанных с карбонатными породами свиты Джерибе и покрывки, представленной свитами Диббане и нижний фарс. Они сложены сульфатно-галогенными породами, развиты в восточных районах Сирии. Нефтегазоносность свиты Джерибе доказана на месторождении Джебисса.

В осадочной толще Сирии установлено 7 продуктивных толщ, связанных с отложениями палеозоя (2), мезозоя (3) и палеоген-неогена (2). Существующие данные о геологическом строении Сирии позволяют выделить в ее пределах две нефтегазоносные провинции – Месопотамскую (прогиб на северо-востоке) и Аравийскую (северная окраина Аравийской платформы). В свою очередь Месопотамская провинция делится на две области (Пред-

загорская и Предсинжарская), в которых выделяется два района (Деррикский и Карачокский). Суммарные извлекаемые запасы нефти всех категорий этой провинции равны 355,4 млн.м³, из которых 319,4 млн.м³ промышленных категорий. Средняя плотность 286 тыс.м³ на 1 км². На территории Аравийской провинции выделяют 8 нефтегазоносных областей, по которым проведена предварительная оценка извлекаемых запасов (прогноз) в следующих объемах:

1.	Джераблосс-Туальабба-Синжарская валообразная зона	50 млн.м ³
2.	Евфратская впадина	430 млн.м ³
3.	Дейр-Эз-Зорское поднятие	50 млн.м ³
4.	Сирийская пустыня	335 млн.м ³
5.	Алеппское плато	280 млн.м ³
6.	Хомская впадина	100 млн.м ³
7.	Северо-Пальмирская зона	50 млн.м ³
8.	Южно-Пальмирская зона	20 млн.м ³

Высока вероятность открытия новых крупных и средних нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к палеозойской толще отложений, как в северо-восточной так и в восточной частях Сирии.

Основная учебная литература

1. *Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Пономарева И.А.* Применение информационных технологий для экономической оценки инвестиционных проектов. М.: МАКС Пресс, 2016. – 148 с. ISBN 978-5-317-05187-7.
2. *Гаричев С.Н., Еремин Н.А.* Технология управления в режиме реального времени: учеб. пособие. В 2-х ч. / С.Н. Гаричев, Н.А. Еремин. М.: МФТИ, 2015. Ч. 1. 196 с.: ил. ISBN 978-5-7417-0563-6 (Ч. 1).
3. *Гаричев С.Н., Еремин Н.А.* Технология управления в реальном времени: Учеб. пособие. В 2 ч./ Гаричев С.Н., Еремин Н.А. – М. : МФТИ. 2015– Ч. 2.-304 с. : ил. ISBN 978-5-7417-0572-8 (Ч.2)
4. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time. В 2-х ч. – М.: МФТИ, 2013. Ч. 1. 227 с. ISBN 978-5-7417-0501-8; ISBN 978-5-7417-0503-2 (Ч. 1).
5. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time. В 2-х ч. – М.: МФТИ, 2013. Ч. 2. 167 с. ISBN 978-5-7417-0501-8; ISBN 978-5-7417-0505-6 (Ч. 2).
6. *Eremin Alexander N., Eremin Anton N., Eremin Nikolai A.* Smart Fields and Wells. Almaty: PC of Kazakh-British Technical University (KBTU) JSC, 2013. 344 p. ISBN 978-601-269-053-8.
7. *Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н., Еремин Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 2. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 165 с.: ил. ISBN 978-5-91961-329-7.
8. *Еремин Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. Кн. 1. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 200 с.: ил. ISBN 978-5-91961-019-9.
9. *Еремин Н.А.* Современная разработка месторождений нефти и газа (Цифровая скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания): учеб. пособие для вузов. М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2008. – 244 с.
10. *Еремин Н.А., Ибатуллин Р.Р., Назина Т.Н., Ситников А.А.* Биометоды увеличения нефтеотдачи. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, 2003. – 125 с.
11. *Пономарева И. А., Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г.* Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений. – М.: Наука, 2010. 112 – с.: ил. ISBN: 978-5-02-036975-7.
12. *Пономарева И. А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А.* Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. – М.: Наука, 2006. – 134 с.: ил. ISBN: 5-02-033959-8.
13. *Еремин Н.А., Еремин А.Н., Балкер Н.* Вопросы разработки залежей углеводородов Иордании. – М.: Нефть и газ, 2004. – 121 с.
14. *Еремин Н.А., Назарова Л.Н.* Enhanced Oil Recovery Methods. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 153 с.
15. *Еремин Н.А., Пономаренко Е.М.* Методика определения сходства

пластов при выделении эксплуатационных объектов: учебное пособие. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1997. – 100 с.

16. Еремин Н.А., Золотухин А.Б. Назарова Л.Н. Черников О.А. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь: учебное пособие. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995. – 190 с.

17. Nikolai A. Eremin. The Simulation of Oil Field Development by Fuzzy Logic Methods. *Summary of dissertation on conferment of scientific degree Full Doctor of Technical Sciences on rights manuscript.* //Moscow, The State Academy of Oil and Gas named after I.M.Gubkin, 1995y., 50 pages. DOI:10.13140/RG.2.1.2793.9601

18. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. – М.: Наука, 1994. – 462 с.: ил. ISBN 5-02-001846

19. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением внутрипластового горения: учебное пособие. – М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1987. – 72 с.

Литература

1. *Абдулрахман Абдуллах*. Вопросы разработки нефтегазового месторождения Джебисса в Сирии. Дисс. к.т.н. – М., 1981.
2. *Алали Валид, Еремин Н.А.* Применение методов имитационного моделирования для прогнозирования газового и полимерного воздействия на месторождениях Сирии // НТЖ Нефтепромышленное дело. – 2020. – № 12. – С. 51—55. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-12(624)-51-55.
3. *Алали Валид, Еремин Н.А.* Оценка нефтяного потенциала и проблемы разработки месторождения Румилан (Сирия) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 1 (349). – С. 54–58. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-1(349)-54-58.
4. *Алали В., Еремин Н.А.* Оценка статистических показателей разработки месторождения Румилан и выбор перспективных методов освоения залежей // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 4 (301). – 2020. – С. 5–14. DOI 10.33285/2073-9028-2020-4(301)-5-14.
5. *Алиев М.М.* и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Сев. Африки Ближнего и Среднего Востока, Баку-Элм., 1974.
6. *Алферов С.Е.* Поисково-разведочные работы на нефть и газ в капиталистических странах. Страны Ближнего и Среднего Востока. ЦНИИТЭнефтегаз, 1963.
7. *Бакиров А.А.* Геология нефтегазоносных областей и нефтяные месторождения Среднего и Ближнего Востока. – Гостоптехиздат, 1957.
8. *Бакиров А.А., Проницева А.М.* Нефтегазоносные области Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии (Геологические условия регионального нефтегазонакопления). – Госгеолтехиздат, 1962.
9. *Бакиров А.А.* и др. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Недра, 1971.
10. *Брод И.О., Васильев В.Г. Высоцкий И.В.* и др. Нефтегазоносные бассейны Мира. – Недра, 1964.
11. *Р. Вольфарт.* Геология и гидрогеология Сирии. Ганновер, 1966.
12. *Галактионов А.Б.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северо-восточной части Сирии. Дисс. к.г.-м.н. – М., 1968.
13. Геология и полезные ископаемые зарубежных стран. Сирия. – С-Пб.: Недра, 1968 (Труды НИЛзарубежгеология, Вып. 18).
14. Геология и полезные ископаемые зарубежных стран. Сирия / Под. Ред А.А. Богданова. – М.: Недра, 1969.
15. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Сирии. ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ. – Куйбышев, 1972.
16. *Джаджже М.Х.* Некоторые вопросы последовательной перекачки нефтей (на примере Сирийского нефтепровода Карачок-Хомс-Тартус). Дисс. к.т.н. – М., 1974.
17. *Еремин Н.А., Зиновкина Т.С., Шабалин Н.А., Еремин Ал.Н.* Перс-

пективы нефтегазоносности Сирии // Геология нефти и газа, №2. – 2017. – С.76–82.

18. *Еремин Н.А., Басниева И.К., Сарданашили О.Н., Еремина И.А., Walid Alali, Еремин Ал.Н.* Особенности разработки месторождений Тишринской нефтегазоносной зоны Сирийской Арабской Республики // Деловой Журнал Neftegaz.Ru, №2. – 2018. – С. 42–47.

19. *Еремин Н.А., Зиновкина Т.С.* Перспективы нефтегазоносности Сирии // Сб.тезисов XI Всерос. науч.-техн. конф. 8–10 февраля 2014, «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России. Секция 1. Геология, геофизика и мониторинг месторождений нефти и газа». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – С.10.

20. *Ермолкин В.И.* Некоторые особенности осадконакопления в пределах восточного склона Аравийской платформы в мезозойское время в связи с изучением закономерностей регионального нефтегазонакопления. Известия высших учебных заведений. – М.: Нефть и газ. – №7. – 1965.

21. *Ермолкин В.И.* Регионально-нефтегазоносные комплексы мезозойских отложений Ближнего Востока и Средней Азии и их сравнительная характеристика, №5. – 1965.

22. *Ермолкин В.И.* Зональность регионального нефтегазонакопления в осадочном чехле платформенных территорий (на примере Сахарской, Аравийской и Туренской). Дис.докт.геол.-мин.наук. – М., 1981.

23. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. Т.2 – М.: Недра, 1983. – 319 с.

24. *Калинко М.К.* Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. – М.: Недра, 1964.

25. *Калинко М.К.* Нефтегазоносные акватории мира. ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.

26. *Кагарманов Р.Х.* Геология Африки и Аравии. – С.-Пб.: Недра, 1987.

27. *Ковалев А.А.* О причинах нефтеобразования на Ближнем и Среднем Востоке. Геология нефти и газа. – 1974. – №11. – С. 69–74.

28. *Козлов В.В., Поникаров В.П., Разваляев А.В., Сулиди-Кондратьев Е.Д., Фараджев В.А.* Меловые отложения Сирии. Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологии, т.XL (3). В.А. – М., 1965.

29. *Козлов В.В.* История геологического развития в неоген-четвертичное время и новейшая тектоника Сирии. Автореферат кандидатской диссертации. – М.: МГУ, 1967.

30. *Короновский Н.В.* Палеогеновый вулканизм в геологической истории Ближнего и Среднего Востока. – Вест. Моск. Инс. Сер. Геология 1979, №2, 3

31. *Крашенинников В.А.* Фораминиферы и некоторые вопросы биостратиграфии морских миоценовых отложений Средиземноморья. «Вопросы микропалеонтологии», АН СССР, вып. 10, – М.: Наука, 1966. – С. 398–419.

32. Крашенинников В.А. Стратиграфия миоценовых отложений Средиземноморья по фораминерам. – М.: Наука, 1971. – С. 16–76.
33. Крашенинников В.А. Зональная стратиграфия палеогена восточного Средиземноморья. – М.: Наука, 1965. – 76 с.
34. Кузьмин В.Г., Михайлов И.А., Шатский В.Н. Рифовые структуры северо-западной Сирии. «Советская геология». – 1964. – №6. – С. 81–92.
35. Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. – Гостоптехиздат, 1963.
36. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Наука, 1997. – С. 334–344.
37. Лис. Дж. Средний Восток. Сб. География нефти. – Изд. Иностранной литературы, 1954.
38. Лисичкин С.М. Нефтяная промышленность Ближнего, Среднего и Дальнего Востока. – Гостоптехиздат. 1962.
39. Лябабиди М. Предварительное изучение свиты Шилу нефтяного месторождения Джебисси. Сирия, Фонды Сирийской нефтяной компании.
40. Маленфер Ж. Перспективы нефтегазоносности Сирии. Французский институт нефти. – Париж, 1968.
41. Мансур Ки. Анализ и перспективы разработки группы нефтяных месторождений Сирии. Дисс. на к.т.н. – М. 1978.
42. Махфуд М. Литология и коллекторские свойства карбонатных пород верхнемеловых отложений северо-востока Сирии. Диссертация. 1970.
43. Милтон Д. Геология Аравийского полуострова. Кувейт, Вашингтон 1967.
44. Назаров Д.А. Продуктивные горизонты Ближнего Востока. Геология и нефтегазоносность зарубежных стран. Труды ВНИИГНИ, вып. 12. – М.: Недра, 1964.
45. Назим Мусли. Водная проблема Сирии. Изд. Иностранной литературы, 1954.
46. Нестеров И.И. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. – М.: Недра, 1975.
47. Нефтяные месторождения Среднего Востока. Нефтяное хозяйство, №6, 1962.
48. Нефти и газы месторождений зарубежных стран. – М.: Недра 1974.
49. Нефтегазоносные Нефтяные месторождения Среднего Востока. Нефтяное хозяйство бассейны земного шара. – М.: Недра, 1965.
50. Поникаров В.П. и др. Геология и полезные ископаемые некоторых зарубежных стран. Сирия. – М.: Недра, 1969.
51. Поникаров В.П., Сулиди-Кондратьев Е.Д., Козлов В.В., Козьмин В.Г. Тектоника северной части Аравийской платформы «Советская геология». – 1964. – №1. – С. 39–48.
52. Поникаров В.П. Сулиди-Кондратьев Е.Д., Розваляев А.В., Козлов

- В.В. Тектоническое строение Сирийской пустыни и история ее формирования. — Советская геология, 1965. — №4. — С. 112–122.
53. *Поникаров В.П., Козьмин В.Г., Долгинов Е.А., Сулиди-Кондратьев Е.Д.* О характере сочленения Аравийской платформы с Альпийской геосинклинальной областью. — Советская геология, 1967. — №2. — С. 54–66.
54. *Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А.* Экономическая оценка остаточных запасов нефти и газа одного из месторождений Сирии // Нефтяное хозяйство. — №4. — 2005. — С. 14–15.
55. *Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А.* Экономическая оценка месторождений Среднего Востока по модели ВУ ВАСК. — Нефтяное хозяйство. — 2004. — №7. — С.74–75.
56. Потенциальная оценка ресурсов углеводородов Сирии / Под ред. Г.Т. Юдин. — Дамаск, 1986.
57. *Развальяев А.В.* Тектоника юго-западной Сирии и смежных частей сопредельных стран. «Известия высших учебных заведений», Геология и разведка, 1964. — №12. — С. 14–26.
58. Распространение нефти. — М.: Гостоптехиздат, 1961. — С. 447–492.
59. *Рушди Саид.* Геология Египта. — М.: Мир, 1965.
60. *Рябухин Г.Е., Алиева Е.Р., Рудик А.В.* Нефтегазоносность акватории Персидского залива. Геология нефти и газа, №7. — М., 1969
61. *Рябухин Г.Е., Галактионов А.Б., Рудик В.А.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Аравийского полуострова. Геология нефти и газа, №6. — М., 1970.
62. *Саллум Эдмон.* Особенности подъема вязкой нефти установками скваженных штанговых насосов на месторождениях Сирии, Дисс., к.т.н. — М. 1994.
63. *Сизанкур Г.* Глубинная тектоника Сирии и Ливана, Бейрут, 1945–48.
64. *Сидоренко С.Ф., Солдатенко Е.И.* и др. Геологическое строение и нефтегазоносность северо-востока Сирии, СНК. — Дамаск. — 1978. — 106 с.
65. Системы разломов Африки и Аравии. Е.Д. Сулидин-Кондратьев, А.В. Развальяев, И.В. Давиденко и др. — М.: Недра, 1984.
66. *Синяговский И.Н.* и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Сирийской Арабской Республики. Дамаск. 1977.
67. *Солдатенко Е.И., Имам А., Сидоренко С.Ф.* Особенности распределения нефти и газа в САР. «Геология нефти и газа». — 1979. — №7. — С.53–58.
68. Состояние изученности нефтяных месторождений Сфайях-Вахаб, Саид-Зураб, Тишрин, Гбейбе и Аода, Джибесса, 1986. Зарубежнефть.
69. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. — М.: Недра, 1976.
70. *Сулиди-Кондратьев Е.Д.* Тектоника и история геологического

- развития бороздовой структуры Пальмирд (Сирия). Автореферат кандидатской диссертации. – М.: МГУ, 1964.
71. *Успенская Н.Ю.* и др. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М.: Недра, 1997.
 72. *Успенская Н.Ю.* Нефтеносный Средний Восток. – Нефтяное хозяйство, № 2 и 3, 1956.
 73. *Уфлянд А.К.* Тектоника и история развития северо-восточного окончания Пальмирд (Сирия) «Геотектоника». – 1965. – №3. – С. 20–36.
 74. *Уфлянд А.К.* О развитии валлообразных поднятий на севере Аравийской платформы (на примере Северной Сирии). «Советская геология», 1965. – №2. – С. 131–137.
 75. *А.К. Уфлянд.* Об условиях образования и возрасте осадков свиты Нижний фарс в пределах Северо-восточной Сирии. Геология и полезные ископаемые зарубежных стран, вып. 22. – М., 1971.
 76. *Фюрон Р.* Введение в геологию Турции. – Изд. Иностранной литературы, 1955.
 77. *Хаин В.Е.* Региональная тектоника (Альпийский средиземноморский пояс). – М.: Недра 1984.
 78. *Хаин Е.В.* и др. Тектоническое районирование и основные черты современной структуры Альпийского пояса Ближнего и Среднего Востока (восточный сегмент). Известия вузов. Геология и разведка, 1973. – №4.
 79. *Хасан Халлуер.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Евфратской впадины Сирии. Дисс к.т.н. – М. 1989.
 80. *Хишам Аль-Шейх.* Анализ состояния и перспективы разработки наиболее крупного месторождения Сирии Суэдия. Дисс. к.т.н. – М., 1975.
 81. *Эль-Хайр Юсра.* Тектоника и перспективы нефтегазоносности центральных и северо-восточных районов САР. Дисс. к.г.-м.н. – М., 1982.
 82. AAPG, 1974, V68/9 1781–1796
 83. AAPG, 1993 Feb. V 77/2 , 173–196
 84. AAPG, vol.62, 12, Pt.1, 1951.
 85. *Al-Laboun A.A.*, 1988. The distribution of Carboniferous-Permian siliciclastic rocks in the greater Arabian basin: Geological Society of America Bulletin, v.100, p. 362–373
 86. *Ala, M.A. and B.J. Moss.* 1979. Comparative Petroleum Geology of Southeast Turkey and Northeast Syria. Journal of Petroleum Geology, v.1, no. 4, p. 3–27.
 87. *Baker and Henson.* Geological conditions of oil occurrence in Middle East fields.
 88. *Barazangi M., D. Seber, T. Chaimov, J. Best, R. Litak, D. Al-Saad and T. Sawaf.* 1993. Tectonic Evalution of the Northern Arabian Plate in Western Syria. In E. Boschi, E. Mantovani and A. Morelli (Eds.), Recent Evolution and Seismicity of the Mediterranean Region, Kluwer Academic Publishers, Netherlands, p. 117–140.

89. *Ball M.* Oil prospects of Israel. Bull.Amer.Ass., Petroleum Geologists 37, 1/113, 1953.
90. *Bebeshev I.I., Y.M. Dzhalilov, L.A. Portnyagina, G.T. Yudin*, 1988 Triassic stratigraphy of Syria: International Geology Review, p. 1292–1301.
91. *Best J.A., M. Barazangi, D.Al-Saad, T. Sawaf, and A. Gebran*, 1990, Bouguer gravity trends and crustal structure of the Palmyride mountain belt and surrounding northern Arabian platform in Syria: Geology, v. 18, p. 1235–1239.
92. Blanchard Caucase, Asie, Mineure, Armenie, Iran, Arabie, Syrie, Mesopotame. Geographie universeelle.
93. *Castelli M.* Laboratory study on cores from Jbisa field /Syria/. Damascus. 1973.
94. Delaune-Mayere. Evolution of a Mesozoic Continental Margin: Baer-Bassit (NW Syria). In J.E. Dixon and A.H.F. Rodertson (Eds.). The Geologic Evolution of the Eastern Mediiterranean, Blackwell Scientific Publications, Scotland. M., 1984. M., 1984. p. 151–159.
95. *Franlab S.A.* Preliminary study of the Jbisa field Syria. France, June, 1973.
96. Gacard Geological final report on Houna and Gbeibe, 1951.
97. Geological study of the Souedie and Jbisa oil fields. Carbonate reservoirs. /Syrian Arab Republic/. Bureau d'etudes industrielles et cooperation de l'institut Francais du petrole. 1972.
99. *Greig D.A.* Oil horizons in the Middle East. Habitat of oil. AAPG P. 1182–1194, 1958.
99. HART'S E&P, 1999, Oct.
100. *Hassan A.A.* Karatchok oil field. Proc.3.Arab. petroleum Congr. 1/14, Alexandria, 1961.
101. *Henson F.R.S.* OBSERVATIONS on the GEOLOGY and PETROLEUM OCCURENCE of the MIDDLE EAST. Proc 3-d WORLD PETROLEUM CONGRESS, Sect.1, p. 118–140.
102. *Husseini M.I.*, 1991, Tectonic and depositional model of the Arabian and adjoining plates the Silurian-Devonian: AAPG Bulletin, v. 75, p. 108–120.
103. *Kabelac F.* Geological final report on Souedie I. Societe des rebreles «Concordia». S.A.R/Z., 1961.
104. *Kent, W.N. and R.G. Hickman* 1997. Structural Development of Jebel Abd Al Aziz, Northeast Syria. Geo Arabia, v.2, no. 3, p. 307–330.
105. *Klemme H.D.* Regional geology of Circum Miditerranean region. AAPG. 1958, vol. 42, 3 p. 477–512.
106. *Lees G.M.* Some structural and stratigraphical aspects of the oil fields of the Middle East. International geological Congress, Report of the XVIIIeme session, Great Britain, 1948. London 1950.
107. *May P.R.* 1991, The casttern Mediterranean Mesozoic basin: evolution and oil habitat: AAPG Bulletin, v. 75, p. 1215–1232.
108. *Mostafa M.R.* Preliminary study of Karatchok crude. Proc. Third Arab. Petroleum Congr. 1/9. Alexaendria, 1961.

109. *Murris R.J.* 1980, Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat: AAPG Bulletin, v. 64, p. 597–618.
110. OGI, 1998, Feb., 2 v96, #5, p 69.
111. *Ponomarev B.I.* The geological map Syria, scale 1:200 000, Sheets G-37-V, XI, Explanatory notes, Nedra, 1966.
112. *Sawaf T., D. Al-Saad, A. Gebran, M. Barazangi, J. Best, and T. Chaimov*, in press, Stratigraphy and structure of eastern Syria across the Euphrates depression: Tectonophysics.
113. *Shumann H.* Geological final reports on Souedie 2. Societe des rebreles «Concordia». S.A.R.Z.
114. *Taylor G.C.M.* The oil Geology of the Middle East. Petroleum. – 1957. – V.20. – C. 3–4
115. WORLD OIL 1999, 98, 97, 96, 95, 94, 93 Aug.

Список условных обозначений

МОВ – метод отраженных волн
НГБ – нефтегазоносный бассейн
КМПВ – корреляционный метод преломленных волн
МОГТ – метод общей глубинной точки
САР – Сирийская арабская республика
ШГН – штангово-глубинная насосная установка
ОВ – органическое вещество
КВД – кривая восстановления давления
ВНК – водонефтяной контакт
ННК – нейтрон-нейтронный каротаж
ГГК – гамма-гамма каротаж
АК – акустический каротаж
ГЗУ – газозамерные установки

Указатель геологических и географических терминов

Аалаб	Разлом		Гл. 4.62, 63
Аалижи	Горизонт		Гл. 3.45
Аафрин-Идлибский	Прогиб		Гл. 6.172
Абба	Месторождение		Гл. 3.29, 43,44,48
Абб-Эль-Азиз	Структура		Гл. 3.48
Абкаик			Гл. 4.63
Абу-Рабаш	Месторождение	ABU-RABASH	Гл. 5.157
Абу-Камаль-Рауда	Площадь		Гл. 2.16
Абу-Хадрия			
Авали			
Адаймах	Горизонт		
Адайя	Горизонт		Гл. 3.45, Гл. 5.102
Адаях	Месторождение		
Аджуз			Гл. 3.43
Азрак	Месторождение	AZRAQ	Гл. 5.158, 161
Айн Базук	Структура		Гл. 6.172
Айн-Зала			
Акфане	Разлом		Гл. 4.62
Алаб-Харм			Гл. 2.15, 16
Аллан	Горизонт		Гл. 3.43
Алеппское	Поднятие		Гл. 1.9, Гл. 2.14,15,19, Гл. 3.44, Гл. 4.56,60,65,66, Гл. 5.141, Гл. 6.172
Алиан	Месторождение	ALIANE	Гл. 2.19, Гл. 4.78, Гл. 5.102,105,108, Гл. 6.174
Алиан	Район		Гл. 2.15, Гл. 4.73
Алиан-Хербет	Район		Гл. 2.16
Амала	Горизонт		
Аманос	Горизонт		Гл. 3.36,51
Анах	Структура		
Ансари	Хребет		Гл. 6.172
Аода	Месторождение	OUDE	Гл. 4.78, Гл. 5.115,156, Гл. 6.174
Ап-Жаар			Гл. 3.48
Араб	Горизонт		
Арабская	Платформа		Гл. 2.11
Арабский	Прогиб		Гл. 6.172
Аравийская	Плита		Гл. 4.56,58–60, 62,63 Гл. 5.128

Аравийско-Нубийский	Щит		Гл. 4.58
Арак	Месторождение	ARAK	Гл. 5.155, Гл. 6. 177
Аталла	Структура		Гл. 2.21, Гл. 5.162
Ахмар	Месторождение		Гл. 2.21, Гл. 5.153
Аш-Шаер	Месторождение	ASH-SHAER	Гл. 5.166
Аш-Шам	Блок		Гл. 5.164,165
Аш-Шен	Месторождение	ASH-SHEN	Гл. 5.160
Аш-Шола	Месторождение	ASH-SHOLA	Гл. 2.21, Гл. 5.145,150,153
Бадран	Структура		Гл. 2.16, 19, 21
Базун	Структура		Гл. 6.174
Басра-Кувейтская	Впадина		
Бассит-Курд-Агское	Поднятие		Гл. 4.60,66, Гл. 6.172
Батерзане	Структура		Гл. 6.174
Бахтияра, Бактиара	Горизонт		
Берри			
Билас	Поднятие		Гл. 4.65
Бир Джассем	Структура		Гл. 2.16
Бишри	Поднятие		Гл. 3.43,44,47 Гл. 4.65
Бугрус	Структура		Гл. 2.21
Бутма	Горизонт		Гл. 2.12, 19, Гл. 4.71, Гл. 5.81,83,95,101, 119,128,130,131, 156
Бустан	Структура		Гл. 6.174
Ваар-Акфан			Гл. 2.15, Гл. 3.43
Вади Абейд	Месторождение	WADI AABEID	Гл. 5.162
Вади Джир	Структура		Гл. 4.65
Вахаб	Месторождение	WANAB	Гл. 5.141
Великий Африканский	Разлом		Гл. 4.60,65
Верхне-Хабурский	Район		
В.-Средиземно-морский	Бассейн		Гл. 2.11
Гбейбе	Месторождение	GBEIBE	Гл. 2.14,15,19, Гл. 3.44,47, Гл. 4.67, Гл. 5.121,128,135, 15,9, Гл. 6.175
Гола	Структура		Гл. 6.174
Грета	Структура		Гл. 2.21
Губайя		GHUBAIA	

Гуна	Месторождение	GHOUNA	Гл. 2.14, 15, 19, Гл. 3.44, Гл.4.67, Гл. 5.121, 138,142,156,159, Гл. 6.175
Гхавар	Месторождение		Гл. 4.63
Даман	Месторождение	DAMAN	
Дейр-эз-Зорское	Поднятие, район	DAIR-AZ-ZOR	Гл. 1.9, Гл.2.14, Гл. 3.24, Гл. 4.56,67, Гл. 5.157, 159, 160, 164
Деррик	Месторождение	DERRIK	Гл. 2.15, 17, Гл. 5.76,78, 119, Гл. 6.172
Дерро	Месторождение	DERRO	Гл. 2.19, Гл. 3.44, 45,47, Гл. 5.139, Гл. 6.175
Джавар	Район		Гл. 2.15
Джаддала	Горизонт		Гл. 2.19, Гл. 3.45,51, Гл. 127,130,131, 138, Гл. 6.172
Джазире			Гл. 4.59
Джафра	Месторождение	JAFRA	Гл. 2.15, Гл. 5.160,166
Джебель-Ансария	Структура		Гл. 4.60,66
Джебель-эз-Друз			
Джебиа	Структура		
Джераблюсс-Туаль- абба-Синжарский	Вал		Гл. 4.59,70,71
Джерибе	Горизонт		Гл. 2.14, 17, 19, Гл. 3.47,Гл.4.67, 70, Гл. 5.128, 130,131, 138,139, 142, 150
Джерибе	Месторождение	JERIBE	Гл. 5.121, Гл. 6.172,175
Джебисса	Месторождение	JEBISSA	Гл. 2.12,14, 15,17, 19, Гл. 3.23, 28, 29,43, Гл. 4.67,70, Гл. 5.121,128,135, 137,138,159, Гл. 6.175
Джебиссинская	Впадина		Гл. 3.45,47, Гл.4.56, Гл. 5.130,156
Джибане	Горизонт		Гл. 6.172
Джидо	Месторождение	JIDO	Гл. 2.21, Гл. 5.153
Джуб Гаем	Структура		Гл. 2.16
Джуб Абяд	Структура		Гл. 2.16
Диарбакырское	Поднятие		Гл. 4.58,60

Диббане	Горизонт		Гл. 3.47, Гл. 4.70, Гл. 5.130,145,150
Долаа	Месторождение		Гл. 4.65
Друзский	Прогиб		Гл. 4.56,60,62
Дубайят	Месторождение	DUBAYYAT	Гл. 3.24, 28, Гл. 4.65, Гл. 5.155,161, Гл. 6.176
Дукхан			
Евфрат	Горизонт		Гл. 3.47, Гл. 5.145,150
Евфратская	Впадина		Гл. 2.16, Гл. 3.43,44,47,48, 50–52, 55,60,66,67,70, Гл. 5.128,142,150, Гл. 6.172
Евфратский	Грабен		Гл. 1.9, Гл. 5.121,153,158
Замлак	Месторождение	ZAMLAKH	
Зенория	Блок	ZENORIA	Гл. 5.160
Зубайр	Горизонт		
Иллизи	Бассейн		
Ил-Лель	Месторождение	EL-LIEL	Гл. 5.145
Иорданское	Поднятие		Гл. 4.56,60,62, Гл. 6.172
Исрия	Район		Гл. 2.15
Камчука	Горизонт		Гл. 3.43, Гл. 5.95
Камышли	Структура		Гл. 2.14, Гл. 3.29, Гл. 6.174
Карачок	Месторождение	KARATCHOK	Гл. 2.11, 12, 14, 15, 17 , Гл. 3.23, Гл. 4.71, 73, Гл. 5.76,78,90,95,99, 101,102,105,108, 119,121,128, Гл. 6.172
Катиф			
Кахар	Месторождение	QAHAR	Гл. 5.160,166
Кермав	Горизонт		
Кинан			Гл. 2.21
Киркук	Месторождение		Гл. 5.119,121
Кишма	Месторождение	KISHMA	Гл. 5.141,157
Клейсия	Месторождение		Гл. 3.24
Ком-абу-Арабат	Структура	KOM-ABU ARABAT	
Котба-Фаукани	Структура		Гл. 6.174
Курачине	Горизонт		Гл. 2.12,19, Гл. 3.29, 51, Гл. 4.70, Гл. 5.83,92,95,101,110,128, 130,131, 137
Кур-Калбин			Гл. 2.15

Лейлак	Месторождение	LELAC	Гл. 2.21, Гл. 4.71, Гл. 5.78,107, Гл. 6.172
Ливано-Сирийский	Разлом		
Ливантийские	Поднятия		Гл. 2. 11
Мадаби			
Маза	Впадина		Гл. 3.43,47, Гл. 4.67, Гл. 5.121, Гл. 6.175
Мазра	Месторождение	MAZRA	Гл. 5.166
Максар	Структура		Гл. 2.15
Мале	Месторождение	MALEH	
Маркада	Месторождение	MARQADA	Гл. 2. 17, 19, Гл. 3. 24, Гл. 5.138, 156,159
Массив «Массивный известняк»	Горизонт		Гл. 2.12, 17,19, Гл. 4.81, Гл. 5.92, 107
Масскана (Маскане)	Структура		Гл. 2.15, 16, Гл. 3.48
Махаш	Структура		Гл. 5.145
Месопотамская	Провинция		
Месопотамский	Прогиб		Гл. 2. 11,12,14, Гл. 4.56, 58, 60,66, 70,73, Гл. 5.108,119, Гл. 6.172
Мидиат			
Мотлоут	Структура		Гл. 6.174
Мулусса	Горизонт		Гл. 5.141,155
Мура			Гл. 2.15
Мурабаа	Поднятие		Гл. 2.15, Гл. 4.63, Гл. 6.176
Мусс	Горизонт		Гл. 3.43
Наджиб	Месторождение	NADJIB	Гл. 3.47, Гл. 5. 55,161
Нишан	Месторождение	AN NISHAN	Гл. 2.21, Гл. 145,150
Омар	Месторождение	OMAR	Гл. 2.21, Гл. 3.43, Гл. 5.145, 150,160,161, 163,165
Пальмириды	Район		Гл. 6.172
Пальмирская	Зона		Гл. 2.17, Гл. 4.60,62,63,65,66, Гл. 5.155,160,161, Гл. 6.172

Приевфратский	Прогиб		Гл. 1.9, Гл. 2.14, Гл. 4.56
Расиф	Месторождение	RASIF	
Рассафа			Гл. 2.21
Рауда	Структура		Гл. 3.50, Гл. 6.172,175
Руб-эль-Хали			
Румелан	Месторождение	ROUMELAN	Гл. 2.12, 14, 17, 23,29, Гл. 4.73, Гл. 5.76,78,81,90,95, 101,108,128,156, Гл. 6.174
Рутба	Горизонт	RUTBA	Гл. 2.19, 21,22, Гл. 3.44,48,50,51,52, 56,60,62,63,67, Гл. 5.145, 150,153 Гл. 6.178
Саба-Биар	Разлом		Гл. 4.62
Саба-Джарноф	Месторождение	SABAH-JARNOF	Гл. 5.158
Сабхет-Мух	Впадина		Гл. 4.65
Саламийя	Месторождение	SALAMIYA	
Салхия (Салхи)	Месторождение	SALHIA SALHIEH	, Гл. 2.19, Гл. 5.121,137,156,159, Гл. 6.175
Сальмира	Структура		
Сарем	Поднятие		Гл. 2.16, Гл. 4.63, Гл.6.175
Саунет	Разлом		Гл. 4.62
Сафра	Месторождение		Гл. 4.62
Саффания			
Свааб	Горизонт	SWAB	Гл. 2.16, Гл.3.24,45
Северный Хусейн	Месторождение		Гл. 5.139,156
Северо-Африканская	Платформа		
Серджелю	Горизонт		Гл. 3.43,48, Гл.5.150
Серджелю	Месторождение		
Сиджан	Месторождение	SIJAN	
Синжар	Горизонт		Гл. 3.45,48
Синжар-Абд-эль-Азиз	Структура		Гл. 6.175
Синжарская	Область		Гл. 4.56,71
Сирийская	Дуга		Гл. 2.12
Сирийская	Пустыня		Гл. 1.9, Гл. 2.19,Гл. 4.63
Сиррият	Поднятие		Гл. 4.63

Сиром	Месторождение		Гл. 2.21, Гл. 5.121, Гл. 6.174
Слуби-Абукамаль	Структура		Гл. 2.16
Слуби	Структура		Гл. 2.16, Гл. 4.70
Сувейли	Месторождение		Гл.4.62
Сузаба (Саид-Зураб-Бабаси)	Месторождение	SUZABA (SAID- ZURABA- BABASI)	Гл. 4.78, Гл. 5.108,110,111, 113,115,118, Гл. 6.174
Сухне	Горизонт	SOUKHNE	Гл. 2.15, 19, Гл.3.44,48,51, Гл. 5.145,150
Сухне	Месторождение	SOUKHNE	Гл. 4.65, Гл. 5.155, Гл. 6.176
Суэдия	Месторождение	SOUEDIE	Гл. 2.12,14,17,23, Гл. 3.29, Гл. 4.73, Гл. 5.76,78,81,90,95, 101,105,128, 156,158, Гл. 6.174
Суэдия-Румеланская	Впадина		Гл. 4.56,71, Гл. 5.108
Сфая	Месторождение	SFAIYEH	Гл.2.15,Гл.5.141, Гл.6.174
Тайем	Месторождение	THAYYEM	Гл. 2.21, Гл. 3.24, 44, Гл. 5.121, 145,150,153, 161, 163–165
Тайяни Восточный	Месторождение	TAYYANI EAST	Гл. 5.153,165
Танак	Месторождение		Гл. 5.165
Тарамиш	Район		Гл. 2.15, Гл. 5.95, Гл.6.172
Тель-Зраб	Месторождение		Гл. 3.35
Тель-Шийр	Структура		Гл. 2.16
Тенф	Месторождение	TANF	Гл. 2.15, Гл.3.24, Гл. 4.62
Терм	Структура		Гл. 2.15, Гл. 6.175
Тишрин	Месторождение	TISHRIN	Гл. 2.19, Гл. 3.45, Гл. 4.71, Гл. 5.121,128,159
Туркмание	Прогиб		Гл. 4.66
Туэман	Структура		Гл. 2.14
Уэред	Структура		Гл. 2.16, Гл. 4.63, Гл. 6.175
Фадили			

Фаер	Структура		Гл. 6.174
Файдаят	Месторождение		Гл. 2.16
Фекс	Месторождение		
Фулейджан	Разлом		Гл. 4.62
Фурат	Площадь		Гл. 3.47
Хабари	Район		Гл. 2.15, 19, Гл. 3.48, Гл. 5.141
Хаза	Месторождение		Гл. 4.63
Хазро	Месторождение		Гл. 3.28
Хайян	Район	HAYAN	Гл. 3.44, Гл. 5.159, Гл. 6.174
Хаккари	Структура		
Халиса	Структура		Гл. 2.15
Хамза	Месторождение	HAMZAH, HAMZEN	Гл. 2.17,23, Гл. 5.102, Гл. 6.174
Хамра	Месторождение		Гл. 2.21, Гл. 5.153
Ханасер	Район		Гл. 2.15, 19, Гл. 3.24
Хассу	Месторождение		Гл. 2.15, Гл. 5.121,142
Хит	Горизонт		
Хомская	Впадина		Гл. 2.14, 16, 17, Гл. 4.56,66
Хрейбе	Структура		Гл. 2.15, 16
Хуран	Плато		
Хурбет	Месторождение	KHURBET	Гл. 2.12,17,23, Гл. 3.29, Гл. 4.73, Гл. 5.105, Гл. 6.172
Чериф	Горизонт		
Чилоу	Горизонт		Гл. 2.19,21, Гл. 3.45,48,51, Гл. 4.70, Гл. 5.107,119,128,130, 131,135,137–139, 142, Гл. 6.172
Шахель	Месторождение	SHANEL	Гл. 2.21
Шейх-Мансур	Месторождение	SHEIKH MANSOUR	Гл. 5.138
Шейх-Сулейман	Месторождение	SHEIKH SULAIMAN	
Шин	Плато		
Шираниш	Горизонт	SHIRANISH	Гл. 2.19,21, Гл. 3.44,45,51, Гл. 5.81,83,90,105,108, 110,111,113,115,127,13 0,135,137,138,145

Шитх	Месторождение		
Эд-Дау	Впадина		Гл. 4.66
Эль-Аббас	Месторождение	AL-ABBAS	
Эль-Ашара	Месторождение		Гл. 5.164
Эль-Барде	Месторождение		Гл. 2.14, Гл. 5.119, Гл. 6.174
Эль-Болхс	Месторождение		Гл. 5.156
Эль-Буаб	Структура		Гл. 2.14 Гл. 5.107 Гл. 6.174
Эль-Вард Северный	Месторождение	AL-WARD NORTH	Гл. 3.24, 44 Гл. 5.121,145,153, 161,164
Эль-Габ	Грабен		Гл. 2.15, Гл.4.66
Эль-Изба	Месторождение	AL-ISBA	Гл. 5.161
Эль-Кебир			
Эль-Резм	Месторождение		Гл. 5.156
Эль-Рутба	Горизонт		Гл. 6.172
Эль-Рхем	Месторождение	AL-RSHEM	
Эль-Файед	Месторождение	AL-FAYDH	Гл. 5.157
Эль-Фурат	Месторождение	AL-FURAT	Гл. 2.21, Гл. 3.47, Гл. 5.142,145
Эль-Хейл	Месторождение	AL-HAIL , AL- HEEL	Гл.5.155,161
Эль-Холь	Месторождение	AL -HOL	Гл. 2.19, Гл. 5.121,128,156,164, 165
Эль-Хор	Месторождение		Гл. 2.16
Эль-Храта	Месторождение	AL- KHARRATA	Гл. 5.150
Эль-Шериф	Месторождение	AL-SHARIF	
Эффенди	Структура		Гл. 2.15 Гл. 6.174
Юдеа	Горизонт		Гл. 3.44
Южно-пальмирская	Зона		Гл. 2.19, Гл. 4.62,65 Гл. 5.155

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

**ЕРЁМИН Николай Александрович
БАСНИЕВА Ирина Каплановна
ЕРЁМИН Александр Николаевич
ЗИНОВКИНА Татьяна Сергеевна
АЛАЛИ Валид**

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СИРИИ

В АВТОРСКОЙ РЕДАКЦИИ

Компьютерная верстка: *И. В. Севалкина*

Подписано в печать 05.10.2021. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».
Усл. п. л. 11,5. Тираж 100 экз. Заказ № 304

Издательский центр
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
119991, Москва, Ленинский проспект, дом 65
тел./факс: (499) 507 82 12