

В. А. ВИТЕНКО, Б. П. КАБЫШЕВ

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ
СТРОЕНИЯ
И ФОРМИРОВАНИЯ
ТЕКТОНИЧЕСКИ
ЭКРАНИРОВАННЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ
НЕФТИ И ГАЗА**



МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ УССР
УКРАИНСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
ИНСТИТУТ
(УкрНИГРИ)

ТРУДЫ

ВЫПУСК XXVIII

В.А.ВИТЕНКО, Б.П.КАБЫШЕВ

ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ
ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
НЕФТИ И ГАЗА

Издательство Львовского университета

1971

В работе анализируются месторождения нефти и газа в ловушках тектонически экранированного типа, расположенные на моноклиналях и в межантиклинальных зонах, непосредственно не связанные с локальными положительными структурами. Объектом анализа являются конкретные месторождения, развитые в различных нефтегазоносных регионах мира: впадины Галф Кост, Восточновенесуэльская, Сан-Хоакин, Венская, Магдаленская, Иллинойская, грабены Рейнский, Суэцкий и др. Подробно освещается строение многих месторождений, история и характер формирования экранирующих залежи сбросов. Описываются установленные общие закономерности строения залежей тектонически экранированного типа в зависимости от различных факторов. Дается классификация тектонически экранированных ловушек, а также рассматриваются некоторые вопросы методики поисков месторождений нефти и газа с залежами этого типа.

Высказаны рекомендации по поискам тектонически экранированных залежей в Днепровско-Донецкой впадине и других регионах Советского Союза.

В заключение рассмотрены некоторые вопросы формирования месторождений с тектонически экранированными залежами.

Работа рассчитана на широкий круг геологов, занимающихся вопросами поисков и разведки залежей нефти и газа, а также их формирования.

Редакционный совет:

Канд. геол.-минер. наук В.А.Витенко (председатель), канд. геол.-минер. наук С.С.Восанчук (отв. секретарь), инженер В.И.Герц, канд. геол.-минер. наук Т.С.Изотова, канд. геол.-минер. наук С.С.Круглов (зам. председателя), канд. геол.-минер. наук И.Н.Лихоманова, канд. геол.-минер. наук Я.А.Пилин, канд. геол.-минер. наук Л.С.Пиванова, канд. техн. наук М.И.Червоносский, канд. хим. наук Е.Ф.Мевченко.

ВВЕДЕНИЕ

Объектом настоящего исследования являются месторождения нефти и газа с залежами в ловушках тектонически экранированного типа, расположенные на моноклиналях и непосредственно не связанные с локальными положительными структурами. Ловушки на таких месторождениях образованы сбросом в сочетании с различными структурными осложнениями (структурные носы и др.) или несколькими сбросами. Эти месторождения в общем балансе нефтяных и газовых месторождений мира занимают подчиненное положение (по количеству и по запасам) сравнительно со структурными сводовыми, стратиграфически и литологически экранированными, хотя в ряде регионов и имеют большое распространение. На территории Советского Союза пока известны единичные примеры таких месторождений, чем, видимо, обусловлены незначительное внимание, уделяемое им, и, соответственно, малочисленность публикаций на эту тему. Во всяком случае ни в зарубежной, ни в отечественной литературе нет обобщающей работы, посвященной анализу месторождений с тектонически экранированными залежами на моноклиналях, подобно сводкам по стратиграфическим и литологическим залежам.

Значение месторождений с залежами в тектонически экранированных ловушках на моноклинали весьма велико как в практическом, так и в теоретическом отношении. Они известны во многих нефтегазоносных провинциях мира, причем в некоторых из них на их долю приходится большая или подавляющая часть запасов нефти и газа (Восточновенесуэльский и Венский бассейны, провинция Галф Кост и др.). Во многих регионах Советского Союза имеются благоприятные геологические предпосылки для обнаружения таких месторождений. Особенно актуальной является организация поисков их в освоенных районах, где фонд еще не разведанных антиклинальных структур на малых и средних глубинах исчерпывается, как, например, в Днепровско-Донецкой впадине. В теоретическом отношении анализ тектони-

чески экранированных залежей на моноκлиналих даст возможность выявить новые важные закономерности условий формирования нефтяных и газовых месторождений вообще.

Месторождения с залежами в тектонически экранированных ловушках на моноκлиналих характеризуются рядом специфических особенностей строения, распространения и условий формирования даже по сравнению с тектонически экранированными залежами в сводовых и присводовых частях локальных положительных структур. Главное различие состоит в том, что на моноκлиналих сброс является основным фактором образования ловушки и если его в какой-то период времени еще не существовало, то значит не было и ловушки, а следовательно, не могло быть и данной залежи углеводородов. В других условиях находятся тектонически экранированные залежи на локальных поднятиях. Здесь они могли сформироваться раньше появления сброса, но быть сводовыми, ненарушенными и лишь позднее превратиться в тектонически экранированные. Это сужает определение возрастных границ образования залежей углеводородов в ловушках тектонически экранированного типа на моноκлиналих по сравнению с таковыми на локальных поднятиях и позволяет делать более обоснованные выводы по данному вопросу.

Для поисков тектонически экранированных залежей на моноκлиналих требуется применение и специфических методических приемов по сравнению с поисками сводовых нарушенных залежей. В последнем случае выбор методики обуславливается необходимостью выявления локальных положительных структур, а в первом случае - сбросов.

Изложенное выше стимулирует проведение целенаправленного исследования строения и условий формирования месторождений нефти и газа с залежами в ловушках тектонически экранированного типа на моноκлиналих. В работе излагаются результаты анализа данных по 150 таким месторождениям, распространенным в 14 регионах мира (впадины Галф Кост, Восточновенесуэльская, Сан-Хоакин, Венская, Магдаленская, Иллинойская, Гифхорн, Днепровско-Донецкая, грабени Реканково, Рейнский, Суэцкий, остров Тринидад, бассейны Неукен и Прибрежной низменности в Перу, Среднеевропейский). Материалом для исследования послужили публикации, большей частью в зарубежной печати, о строении конкретных месторождений. Определены критерии перспективности поисков тектонически экранированных залежей нефти и газа вне пределов локальных поднятий в нефтегазоносных регионах Советского Союза. В частности, на основе фактического геологического материала сделан анализ перспективности поисков тектонически экранированных залежей в Днепровско-Донецкой впадине.

1. МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫМИ ЗАЛЕЖАМИ НЕФТИ И ГАЗА ЗА РУБЕЖОМ

ВОСТОЧНОВЕНЕСУЭЛЬСКИЙ БАССЕЙН

В тектоническом отношении Восточновенесуэльский (Ориноковский) бассейн представляет собой предгорный прогиб складчатого сооружения Анд. Он занимает северо-восточную часть Венесуэлы (рис. 1). Северной границей бассейна является хребет Серрания дель Интериор (восточная широтная ветвь Анд), сложенный меловыми и в меньшей степени палеогеновыми образованиями. Последние прорваны интрузиями. Южной границей бассейна является Гвианский щит, сложенный докембрийскими породами. На востоке бассейн открывается в Атлантический океан, а на западе выступом Эль-Бауль отделяется от Западновенесуэльского (Маракайбского) бассейна.

Восточновенесуэльский бассейн вытянут в субширотном направлении и имеет размеры 700 x 220 км. Зоной поднятий Б.Анако он разделяется на две впадины: на западе - Гуарико и на востоке - Матурики. Бассейн выполнен толщей меловых, третичных и антропогенных отложений, несогласно залегающих на домеловом (от докембрия до крй) фундаменте. Максимальные мощности осадков развиты на северном геосинклинальном склоне: мела до 8000 м, палеоген-неогена - до 12000 м. На край южного платформенного склона бассейна мощность осадочного чехла уменьшается до 1000-2000 м. Отложения мела, палеогена и неогена представлены преимущественно терригенными породами прибрежно-морского, лагунного и континентального происхождения.

Все нефтегазовые месторождения рассматриваемого региона связаны в основном с палеогеновыми отложениями и расположены на южном платформенном и северном складчатом бортах бассейна. Интересующие нас залежи в тектонически экранированных ловушках на моноклиналих распространены на южном борту. Последний представляет собой весьма пологую моноклиналь, наклоненную под углом 2-4° к северу. Кроме некоторых поперечных структурных поднятий (например, Б.Анако) и незначительных поднятий и депрессий, эта моноклиналь лишена пликативных дислокаций слоев. Зато она интенсивно нарушена сбросами. Среди последних выделяются две основные группы:

1. Крупные продольные сбросы, вытянутые вдоль простираения борта (в основном в субширотном направлении). Среди них имеются как

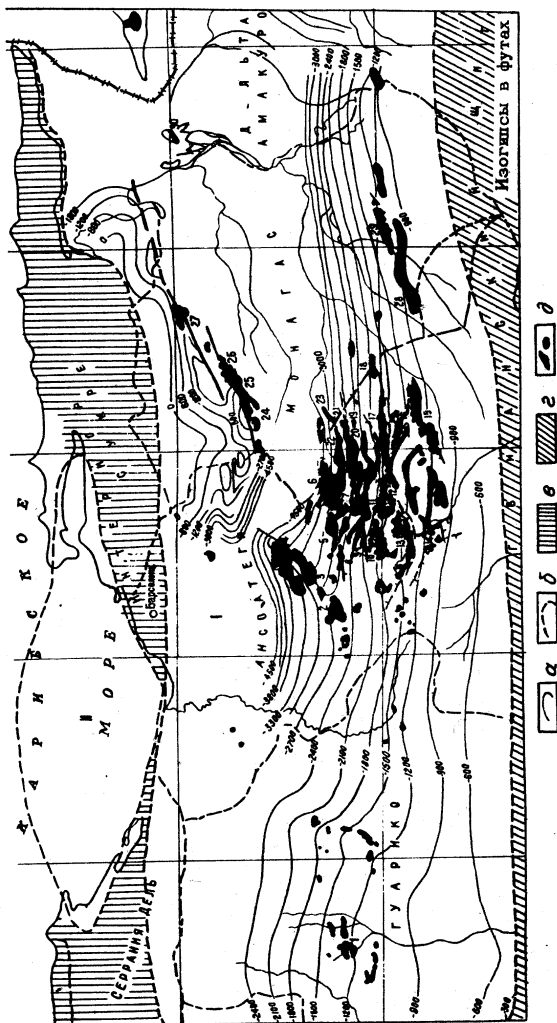


Рис. 1. Схема распространения нефтяных месторождений в Восточночукоцком бассейне. По Е.А. Дмитриевой.

а - изогипсы подошвы скаты мерктуры (эрозивная поверхность мед.-палеоцен); б - седиментационные бассейны: 1 - Восточночукоцкий, 2 - Туи-Кариак; в - область выхода на поверхность меловых отложений; г - докембрийские породы; д - нефтяные месторождения. Основные месторождения: 1 - Мерседес, 2 - Санта-Анна, 3 - Сан-Хоакин, 4 - Санта-Роса, 5 - Бото, 6 - Мата, 7 - Напа, 8 - Мапир; 9 - Бока, 10 - Чимире, 11 - Гико, 12 - Гуара, 13 - Оффина, 14 - Иппа-Бете, 15 - Мерей, 16 - Дасион, 17 - Леона, 18 - Бриттуано, 19 - Сапарос, 20 - Оскуроте, 21 - Суно, 22 - Сорро, 23 - Агуасей, 24 - Санта-Барбара, 25 - Мулата, 26 - Хусепин, 27 - Кирикере, 28 - Морихал, 29 - Темоладор, 30 - Педер-налес.

согласные, т.е. наклоненные в сторону регионального падения пород к северу, так и несогласные, наклоненные к югу. Амплитуда этих сбросов достигает нескольких сотен метров, а длина - до 70-100 и более километров.

2. Более мелкие сбросы, поперечные и диагональные к простиранию пород и к сбросам первой группы. Амплитуда их составляет единицы или первые десятки метров, а длина - единицы километров,

реже до 10-20 км.

Указанные две группы сбросов образуют основные ловушки для нефти и газа на южном моноклиналином склоне Восточновенесуэльского бассейна (рис. 2).

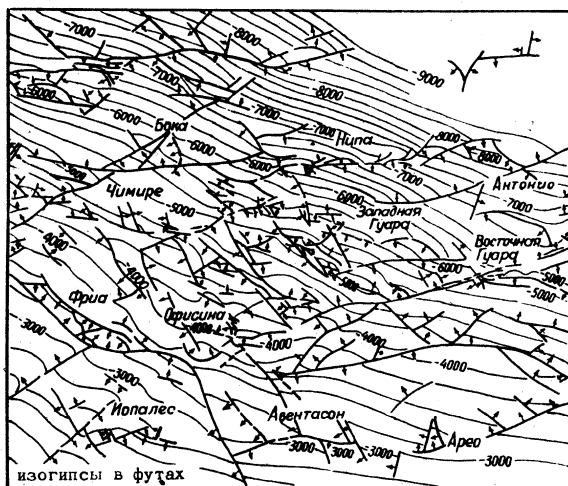


Рис. 2. Район Большая Офисина. Структурная карта по горизонту Н в свите офисина (олигоцен). По Г.Г.Ренцу и др., 1961.

Здесь выделяются три нефтегазоносных района:

1. Район Большая Офисина (центральная часть борта).
2. Район Мерседес (западная часть борта).
3. Район Тембладор (восточная часть борта).

Нефтегазоносный район Большая Офисина расположен в штате Ансоатега, в средней части южного борта бассейна. Размеры его 120 x 60 км. В строении района принимают участие отложения мела, олигоцена, миоцена, плиоцена и плейстоцена (табл. I^X).

Свита тембладор залегает несогласно на фундаменте и несогласно перекрывается свитой офисина. Границы между свитами офисина и фрейтис, фрейтис и лас пьедрас - согласные, а лас пьедрас и меса - несогласная.

X/ Таблица заимствована из книги "Нефтегазоносные бассейны земного шара" под ред. И.О.Брода и И.В.Высоцкого.

Т а б л и ц а I

Сводный стратиграфический разрез района Большая
Офисина

Возраст :	Свита :	Краткая литологическая характери- стика :	Мощность, м :
Плейстоцен	Меса	Континентальные песчаники с подчиненными прослоями конгломератов	0-76
Плиоцен-верхний миоцен	Лас-пьедрас	Алевролиты, переслаивавшиеся с известковистыми и слюдистыми песчаниками	120-1220
Миоцен	Фрейтис	Верхняя часть: алевролиты с подчиненными прослоями глинистых песчаников. Средняя часть: серо-зеленые алевролиты. Нижняя часть: алевролиты с несколькими пластами песчаников	330-1100
Олигоцен	Офисина	Серые и коричневые алевролиты с подчиненными прослоями лигнитов и песчаников	610-1520
Мел	Тембладор	Верхняя часть: песчаники, глины и алевролиты известковистые с подчиненными прослоями плотных доломитов. Нижняя часть: пестроцветные песчаники, глины и алевролиты	160-610
Фундамент		Изверженно-метаморфические породы	

Район Большая Офисина - основной нефтяной район Восточной Венесуэлы. Здесь сосредоточен ряд крупных и средних месторождений: Офисина, Чимире, Западная и Восточная Гуара, Мерей, Сото, Мата, Нипа, Даснон, Леона, Бока, Гико и др. и ряд мелких (рис. I).

Все продуктивные горизонты приурочены к свите офисина олигоцена и представлены песчаниками, составляющими 30-40% мощности свиты. Они (общей численностью до 100) распространены по всей свите, но на разных месторождениях нефтегазоносны разные горизонты. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от нескольких метров до 30-40 м, некоторые из них выдержаны, другие выклиниваются. Коллекторские свойства песчаников хорошие: пористость 17-30%, проницаемость 15-1000 мд.

История открытия месторождений. В 1933 г. в районе Большая Офисина была заложена скважина ОФ-I, расположенная в 107 км от ближайших поверхностных выходов нефти и в 170 км от наиболее близкого тогда месторождения Квиреквири. Основанием для этого послужили вариометрические и сейсмические (КМПВ) данные, показавшие наличие структурного осложнения на фоне регионального наклона к северу осадочного чехла и фундамента. Это осложнение интерпретировалось как антиклиналь северо-восточного простирания. На ее предполагаемом своде и была заложена первая скважина. Бурение ее было закончено в 1937 г. при глубине 2030 м; был получен фонтан нефти с дебитом 210 м³/сутки через 12-мм штуцер. Так было открыто месторождение Офисина. Последующие разведочные работы показали, что антиклиналь здесь не имеется, а наблюдается разорванная сбросами на отдельные блоки моноклиналь и что сбросы образуют ловушки для нефти. В 1937-1938 гг. на открытом месторождении проводились детальные сейсмические работы КМПВ и бурение.

Для поисков новых структурных форм в районе Большая Офисина в 1937 г. была проведена магнитная съемка, а в 1940 г. вся территория была покрыта детальной гравиметровой съемкой, но эти работы не дали хороших результатов. С 1939 г. здесь начали проводиться сейсмические исследования МОВ и структурное бурение, которые в той или иной степени продолжают до настоящего времени, а также перенесены в соседние районы. Структурное бурение ведется на глубины до 300-1000 м, что обычно на 300-700 м меньше глубины залегания залежей.

Рассмотрим строение некоторых месторождений, описанных в зарубежной литературе (44, 52, 53, 58).

Месторождение Офисина расположено в юго-восточной части района Большая Офисина (рис. 1). В тектоническом отношении площадь представляет собой моноклиналь, интенсивно нарушенную сбросами (рис. 3). Сброс Карис ограничивает месторождение с юга. Он прослежен на расстоянии более 12 км, характеризуется северным (в сторону оси бассейна) падением плоскости сбрасывателя под углом 35° и максимально установленной амплитудой в свите офисина 120 м. Сброс Офисина прослежен на расстоянии 7 км, характеризуется южным падением сбрасывателя под углом 40-55° и амплитудой 65 м. Подобные параметры и у сброса Мерседес. Сброс Тигре имеет длину 4 км, южное падение сбрасывателя под углом 40-45° и амплитуду в свите офисина 65 м.

Нефтегазоносной на месторождении является свита офисина с 37 продуктивными горизонтами, преимущественно нефтяными с газовыми шапками. Здесь выделяется 23 продуктивных блока, а в них около 160 залежей. Большинство залежей – тектонически экранированные на моноклинали; есть также комбинированные, где ловушки образованы сочетанием сброса и литологического выклинивания продуктивного горизонта; и всего лишь несколько залежей – чисто литологического типа.

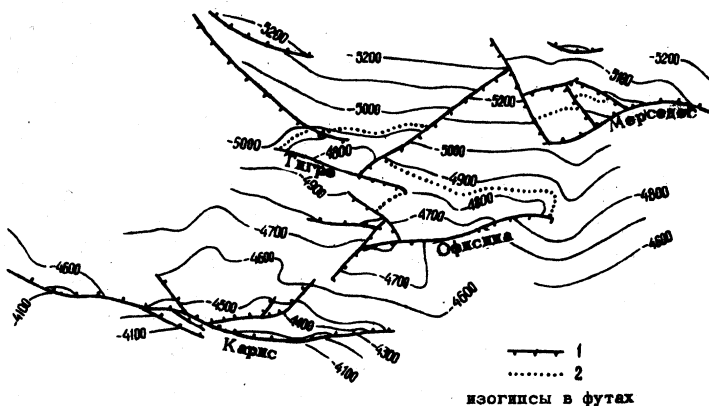


Рис. 3. Месторождение Офисина. Структурная карта по горизонту Р (свита офисина). По Г.Д.Гедбергу и др., 1947.

I – сбросы; 2 – контур продуктивности.

Типичными для месторождения являются залежи в горизонте Р (рис. 3), в котором имеются три тектонически экранированные нефтяные залежи с газовыми шапками: у сбросов Офисина, Мерседес и Тигре – Голливуд. Ловушки здесь образованы пересечением двух сбросов и моноклинальным залеганием слоев.

Месторождение Офисина очень крупное. Его начальные извлекаемые запасы – 114 млн.т нефти; добыча в 1962 г. составила 3485 тыс.т, а общая добыча с начала разработки и по 1962 г. – 63 млн. 833 тыс.т.

Месторождение Западная Гуара расположено к северо-востоку от месторождения Офисина. Открыто в 1942 г. Характерной чертой его является простое геологическое строение (рис. 4, 5): ловушки образованы сбросом Западная Гуара субширотного простирания с выпуклым изгибом к югу и моноклинальным наклоном слоев к северу,

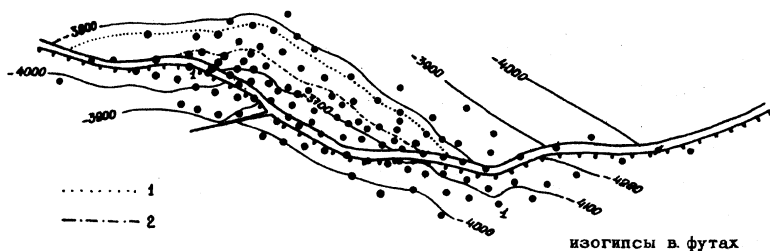


Рис. 4. Месторождение Западная Гуара. Структурная карта по горизонту офисина - 5 (олигоцен). По Г.Д.Гедбергу и др., 1947.

I - контур нефть-вода; 2 - контур газ-нефть.

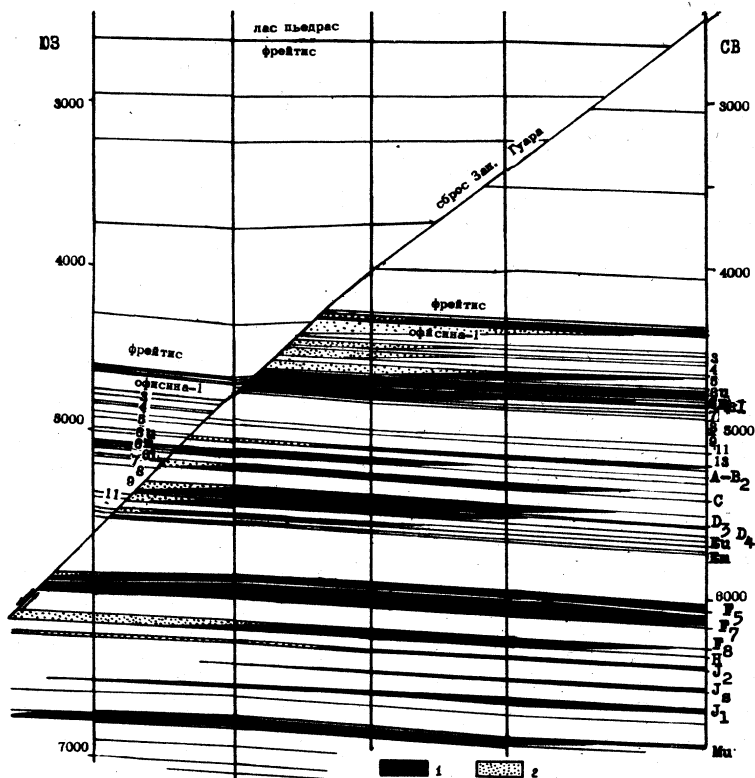


Рис. 5. Месторождение Западная Гуара. Геологический профиль. По Г.Д.Гедбергу и др., 1947.
I - нефть; 2 - газ.

осложненным структурным носом. Сброс Западная Гуара имеет длину 14 км, амплитуду по свите офисина до 160 м и характеризуется южным наклоном сбрасывателя под углом 45° .

Месторождение приурочено к северному поднятому крылу сброса; размеры его 8 x 1,5 км; известно 47 продуктивных горизонтов, почти все они имеют первичные газовые шапки. Этаж нефтеносности в центре месторождения составляет 850 м. Наблюдается очень четкая картина увеличения плотности нефти с глубиной от 0,751 вплоть до густой асфальтоподобной.

Месторождение Восточная Гуара расположено к востоку от месторождения Офисина. Открыто в 1942 г. и связано с крупным сбросом Гуара-Леона (рис. 6). Этот сброс характеризуется субширотным простираем, опущенным северным крылом, углом наклона плоскости

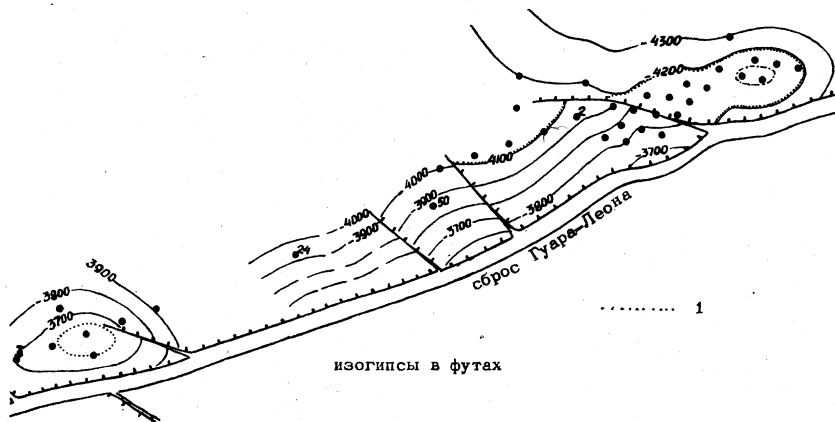


Рис. 6. Месторождение Восточная Гуара. Структурная карта по горизонту офисина - I (олигоцен). По Г.Д.Гедбергу и др., 1947.

I - контур нефтеносности.

сбрасывателя - $42-50^{\circ}$, длина - 43 км. Амплитуда сброса по продуктивной свите офисина увеличивается с запада на восток от 10 до 460 м. Многочисленные апофизы сброса характеризуются в общем северо-западным простираем. При этом на северном крыле его апофизные сбросы имеют опущенные северо-восточные крылья, а на южном крыле основного сброса, наоборот, юго-западные опущенные крылья.

Длина месторождения Восточная Гуара - 10 км, ширина - менее 1 км. На месторождении 7 блоков и 35 продуктивных горизонтов, образующих 76 залежей. Этаж продуктивности достигает 950 м. Характерной особенностью месторождения является крутой (более 16°)

наклон слоев и наличие небольших куполов в двух блоках опущенного крыла сброса Гуара-Леона. Ловушки на месторождении образуют: сочетание моноклинального наклона слоев с основным и апофизными сбросами; сочетание основного сброса и структурного носа; мелкие купола в опущенном крыле основного сброса.

Таким образом, все основные залежи на месторождении Восточная Гуара связаны с северным опущенным крылом крупного сброса Гуара-Леона, на южном же крыле имеются лишь небольшие, полупромышленного значения скопления нефти. Плотность нефти на месторождении составляет 0,82-0,91. Газовые шапки есть только в некоторых нефтеносных горизонтах.

Месторождения Западная и Восточная Гуара являются крупными. Начальные запасы их - 81,1 млн.т. Добыча в 1962 г. составила 2,3 млн.т, а общая добыча к 1962 г. - 53,1 млн.т.

Месторождение Леона расположено к востоку от месторождения Восточная Гуара и также связано со сбросом Гуара-Леона (рис. 7,8). Открыто в 1938 г. В структурном отношении площадь его представляет собой горст, образованный сбросами Гуара-Леона и Гуирипал, характеризующимися противоположным наклоном сбрасывателей. Амплитуда сброса Гуара-Леона в пределах месторождения составляет 460 м и к востоку возрастает еще больше. Амплитуда сброса Гуирипал также увеличивается к востоку до 140 м (по свите офисина). На западе он затухает, не соединяясь со сбросом Гуара-Леона.

Залежи нефти имеются на самом горсте, а также на северном и небольшие на южном его крыльях. На северном блоке ловушка образуется в результате ограничения сбросом Гуара-Леона структурного носа. В центральном блоке (горсте) ловушка контролируется моноклинальным наклоном слоев к северу, сбросом Гуирипал на юге и выклиниванием всех продуктивных горизонтов на западе. В южном блоке ловушка, очевидно, контролируется выклиниванием песчаников в западном направлении. Плотность нефти на месторождении 0,83-0,91. Начальные запасы 22,1 млн.т.

Месторождение Чимире расположено к северу от месторождения Офисина. Открыто в 1948 г. В тектоническом отношении площадь по продуктивной свите офисина представляет собой моноклинал с северным наклоном (рис. 9,а), а по вышележащей свите фрейтис - с северо-восточным наклоном (рис. 9,б), осложненную сбросами. Наиболее крупными из них являются продольные субширотные сбросы Карибе, Северная и Южная Таскабана, менее крупными - поперечные сбросы. Сброс Карибе характеризуется южным падением сбрасывателя под углом 35-45° и длиной 15 км. Амплитуда его по свите офисина

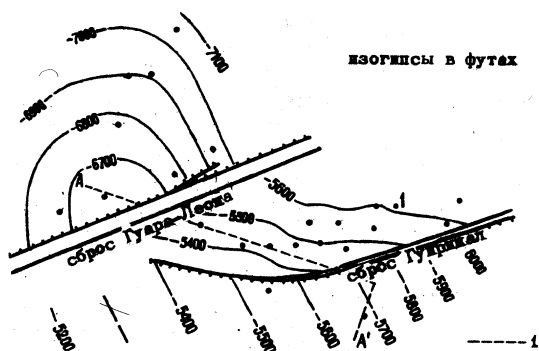


Рис. 7. Месторождение Леона. Структурная карта по горизонту J свиты офисина (олигоцен). По Г.Д.Гедбергу и др., 1947.

I — линия профиля.

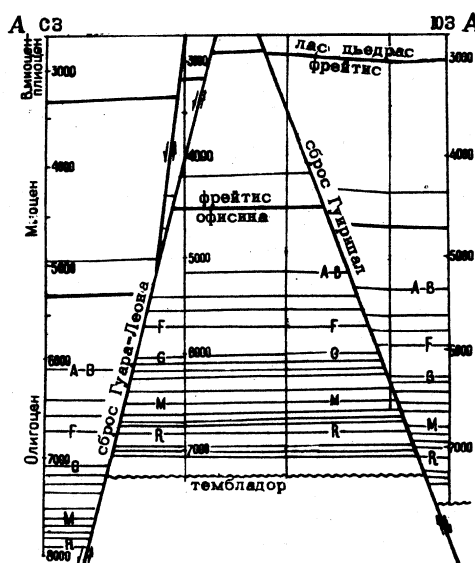


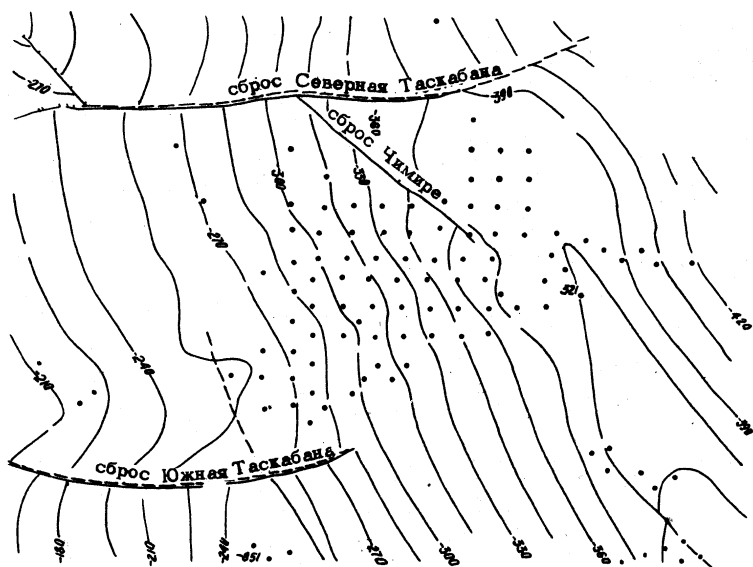
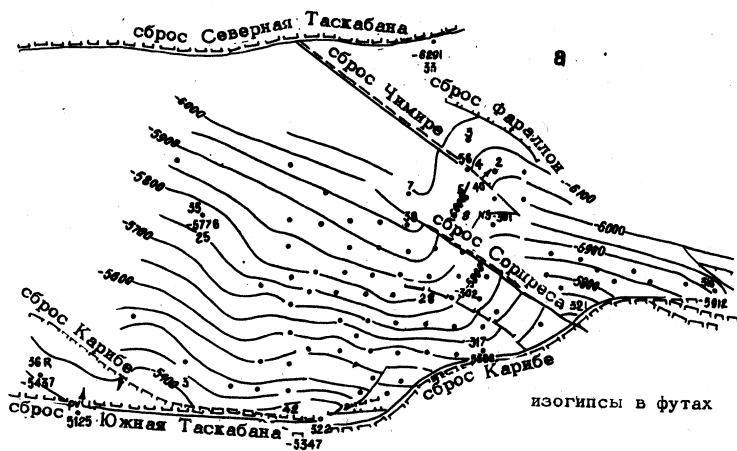
Рис. 8. Месторождение Леона. Геологический профиль. По Г.Д.Гедбергу и др., 1947.

составляет 80 м; в верхней части свиты фрейтис сброс затухает. Нефте-носность месторождения Чимаре связана со свитой офисина. Наиболее крупные по запасам залежи нефти приурочены к горизонту L-4, ловушка которого (рис. 9,а) образована сбросами Каррибе и Южная Таскабана на юге, выклиниванием песчаника на западе и северным региональным наклоном слоев. Другие, более мелкие залежи находятся в ловушках, образованных пересекающимися сбросами и моно-клиналью.

Плотность нефти 0,84–0,85, глубина залегания продуктивных горизонтов 2100–2200 м. Начальные запасы месторождения 68 млн. т.

х х х

Следует отметить, что во всех многопластовых месторождениях района Большая Офисина контакты нефть-вода и газ-нефть, а также пластовые давления являются индивидуальными для каждого горизонта. Пластовые давления соответствуют гидростатическим.



Нефтеносный район Тембладор

Расположен в штате Монаго, а в тектоническом отношении - в восточной части Восточновенесуэльского бассейна (рис. I). По условиям залегания нефти он сходен с районом Большая Офисина. Продуктивна свита офисина, которая здесь резко сокращена в мощности - 240-300 м. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1000-1350 м. Нефть тяжелая с плотностью 0,92-0,98. В районе открыто всего несколько нефтяных месторождений, из них три средних (Морихал, Тукупита и Тембладор) и два мелких (Уракоа и Пилон). Запасы месторождения Морихал 21 млн.т, Тукупита - 16,4 млн.т.

Месторождение Тембладор открыто в 1963 г. на основании данных сейсморазведки МОВ, выявившей крупный сброс Тембладор-Главный. Последний прослежен на расстоянии 80 км, имеет северо-восточное простирание. Сброс несогласный: плоскость сбрасывателя наклонена к юго-востоку. По данным сейсморазведки сброс имеет в своей средней части максимальную амплитуду по фундаменту около 330 м, которая постепенно уменьшается к западу и востоку. Месторождение приурочено к северному поднятому крылу этого сброса (рис. 10), которое осложнено поперечными нарушениями. Размеры месторождения 40 x 1-3 км. Основные ловушки для залежей нефти образуются пересечением Главного сброса с мелкими, реже - сбросом и выклиниванием коллектора.

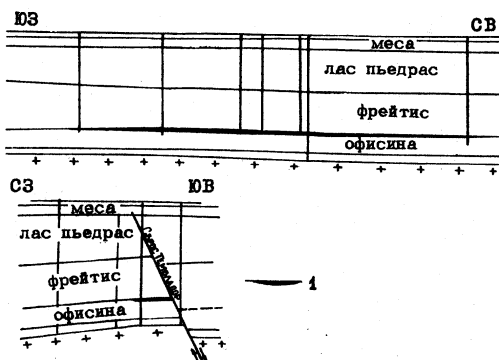


Рис. 10. Месторождение Тембладор.
Геологические профили. По Е.Мен-
черу и др., 1953.
I-нефть.

Месторождение Тукупита открыто в 1945 г. в результате бурения скважины вблизи крупного сброса Тукупита, выявленного сейсморазведкой МОВ (рис. 11). Максимальная амплитуда сброса 65 м, наклон плоскости сбрасыва-

теля к югу. Месторождение приурочено к поднятому северному крылу этого сброса. Ловушки образуются сочетанием моноклинального залегания пород и пересечением основного и апофизных сбросов. Продуктивность связана с нижней базальной частью свиты офисина. Глубина залегания продуктивного горизонта 1800-1850 м. На одном из участков месторождения имеется газовая шапка.

Нефтегазоносный район Мерседес

Нефтегазоносный район Мерседес расположен в штате Гуарико, а в тектоническом отношении - в западной части южного платформенного борта Восточновенесуэльского бассейна. В строении района принимают участие отложения верхнего мела (свиты ла крус, инфанте и гуавинита) и олигоцена (свиты ла паскуа, роблесито, чагуарамас) (табл. 2^{х/}). Олигоценные образования залегают на меловых несогласно.

Нефтегазоносность связана с верхнемеловыми отложениями и всеми тремя свитами олигоцена, однако наибольшей продуктивностью характеризуется свита ла паскуа. В районе открыты месторождения: Мерседес, Паласио, Гуавинита, Пирагуа, Лечозо, Гризо, Тукупидо, Сабан и др. В них имеется большое количество залежей, обусловленных наличием многих блоков и продуктивных горизонтов. Мощность продуктивных песчаников 2-6 м, пористость 16-18%, глубина залегания в среднем 1270-1370 м. Основной тип залежей - тектонически экранированные на моноклинали. В большинстве из них первоначально имелись газовые шапки.

История открытия. В 1931 и 1934 гг. в районе было проведено несколько рекогносцировочных сейсмических профилей МОВ и КМПВ. В 1937-1938 гг. этими же методами выполнялись более детальные работы, которыми на месте современного месторождения была выявлена складка северо-западного простирания. На ней в 1938-1939 гг. были пробурены две скважины, показавшие наличие хороших коллекторов и признаков нефти. Во время бурения проводились дополнительные сейсмические исследования, а в начале 1941 г. пробурена третья скважина, также оказавшаяся непро-

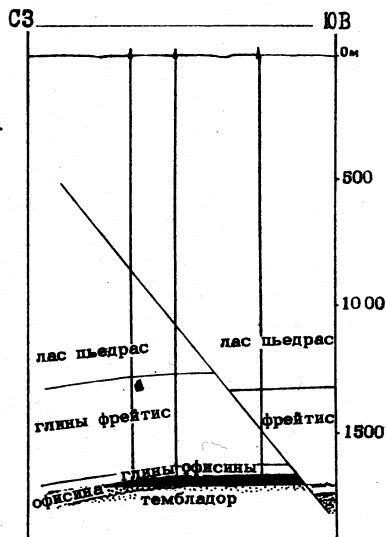


Рис. II. Месторождение Тукупита. Геологический профиль. По Е.Менчеру и др., 1953.

х/ Таблица заимствована из книги "Нефтегазоносные бассейны земного шара" под ред. И.О.Брода и И.В.Высоцкого.

Сводный стратиграфический разрез района Мерседес

Возраст	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Олигоцен	Чагуарамас	Пески, глины, лигниты	300-430
	Роблесито	Глины и алевролиты	430-610
	Ла паскуа	Пески, алевролиты, глины	100-150
Верхний мел	Гуавинита	Пески, алевролиты, глины	0-110
	Инфанте	Известняки	0-18
	Ла крус	Известковистые и глауконитовые песчаники и глины с прослоями известняков	0-300
Докембрий	-	Фундамент	

дуктивной. После этого была осуществлена переинтерпретация всех имевшихся геолого-геофизических материалов, которая дала возможность установить, что антиклинальная структура на площади отсутствует, а имеется лишь моноклиналь, разорванная сбросами на отдельные блоки. Заложенная в августе 1941 г. с учетом новых представлений скважина М-2 в конце того же года была пробурена. При ее испытании из двух горизонтов свиты ла паскуа были получены фонтаны нефти и газа, что привело к открытию месторождения Мерседес. В последующие годы объемы сейсмических работ и глубокого бурения непрерывно наращивались, в результате чего был открыт ряд других месторождений. Ниже дается характеристика описанных в литературе (58) месторождений Мерседес и Паласио.

Месторождение Мерседес в тектоническом отношении представляет собой моноклиналь, осложненную структурными носами, террасами и многочисленными сбросами (рис. 12). Большинство сбросов ориентировано в северо-восточном направлении. Они являются наиболее крупными и обычно служат южными ограничениями залежей. Эти сбросы, как правило, несогласные. Меньшее количество сбросов характеризуется северо-западным простиранием. Они являются поперечными к крупным сбросам и к простиранию пород. Наклон плоскостей продольных сбросов 30-45°, амплитуда до 80 м. Поперечные сбросы характеризуются большими наклонами сбрасывателей, но амплитуды их значительно меньше.

Залежи нефти приурочены к отдельным блокам, которые получили название скважин-открывательниц: М-2, М-4, М-7, М-8, М-15, М-210, М-233. Основная особенность всех залежей - ограничение их сбросами с юга. Ловушки на месторождении Мерседес образуются двумя или больше сбросами (залежи М-7, М-233); структурным носом и сбросом (залежи М-4, М-210).

Месторождение Паласио

(рис. 13) расположено в 12 км южнее месторождения Мерседес. Открыто в 1946 г. на основе данных сейсморазведки. Главной структурной особенностью площади является сброс субширотного простирания с опущенным южным крылом. Залежи приурочены к северному крылу этого сброса. Ловушки для них образованы сочетанием основного сброса с меньшими поперечными или с

небольшими пикативными осложнениями слоев (структурные носы). Продуктивность связана с базальными песчаниками свиты роблесито (четыре горизонта) и верхами свиты ла паскуа (два горизонта).

X X X

Сходным строением характеризуются и месторождения Гуавинита и Пирагуа, расположенные вблизи месторождения Паласио.

Большинство открытых в районе Мерседес нефтяных месторождений - с первичными газовыми шапками. В районе имеются также чисто га-

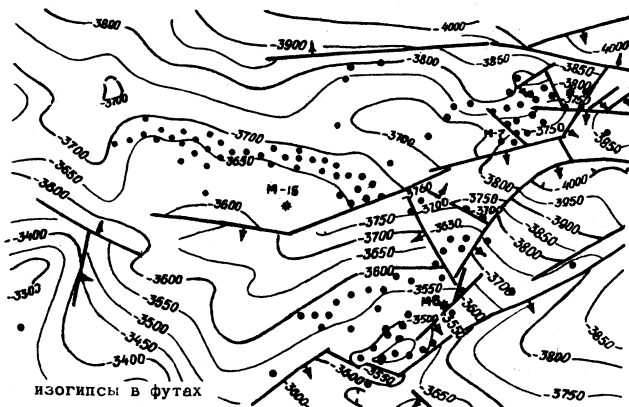


Рис. 12. Месторождение Мерседес (блоки М-7, М-8, М-15). Структурная карта по кровле свиты ла паскуа (олигоцен). По Дж.М. Паттерсону и Дж. Вильсону, 1953.

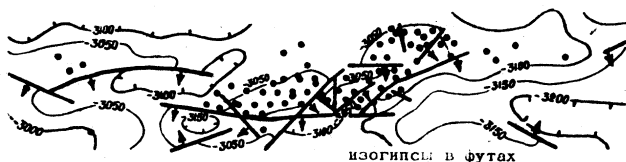


Рис. 13. Месторождение Паласио. Структурная карта по кровле свиты ла паскуа (олигоцен). По Дж.М. Паттерсону и Дж. Вильсону, 1953.

зовые залежи либо газовые с небольшими нефтяными оторочками. Пластовые давления соответствуют гидростатическим. Начальные запасы нефти месторождения Мерседес составляют 25,2 млн. т, остальные месторождения более мелкие.

Основными нарушениями, экранирующими залежи на месторождениях южного борта Восточновенесуэльского бассейна, являются продольные сбросы, среди которых выделяются две группы:

1. Согласно, которые экранируют залежи на месторождениях Восточная Гуара, Леона, Бока, Таскабанья и др.

2. Несогласные, которые экранируют залежи на месторождениях Офисина, Западная Гуара, Чимире, Паласмо, Тембладор, Тукупита, Мерседес, Гуавинита, Пирагуа и др. Во всех случаях основные скопления нефти и газа приурочены к крыльям, обращенным к центральной части бассейна: у сбросов первой группы – к опущенным, а у второй – к поднятым. И лишь изредка встречаются небольшие полупромышленные скопления нефти на южных крыльях сбросов (месторождение Леона).

В опубликованной литературе (32, 44, 52, 53, 58) специально не рассматривается вопрос о характере контактирования продуктивных горизонтов с породами смежного блока.

Некоторые выводы по данному вопросу можно сделать из анализа геологического профиля через месторождение Западная Гуара (рис. 5), на котором у авторов (44) показаны все продуктивные горизонты и литологический состав пород (возле скважин нанесены каротажные диаграммы). Все залежи нефти с газовыми шапками и чисто газовые залежи здесь приурочены к северному поднятому крылу сброса. При этом некоторые продуктивные горизонты (T_1 , O_6 , D_3 и др.) по сбросу контактируют с глинами опущенного блока, а другие (O_1 , A , B_2 , C_1 , D_4 и др.) – с водоносными песчаниками. Из этого можно сделать вывод, что сброс является экраном для нефти и газа, несмотря на то, что последние контактируют с проницаемыми горизонтами соседнего блока. Насколько широко распространено подобное явление, судить трудно. Не исключено, что такое контактирование – довольно редкий случай.

История и характер формирования сбросов

В Восточновенесуэльском бассейне орогенические движения происходили в конце мелового – начале третичного периодов (перед отложением свиты офисина в районах Офисина и Тембладор и свиты лапаскуа в районе Мерседес); а затем в плиоцене после отложения свит фрейтис и лас пьедрас в районах Офисина и Тембладор и чагу-

арамас в районе Мерседес (32, 44). В эти периоды осадконакопление сменялось региональным подъемом бассейна и денудацией осадков. Американские геологи в большинстве своем считают, что "разрывы, с которыми связано нефтенакопление, сформировались в основном лишь после начала отложений свиты лас пьедрас" (32, стр. 282), т. е. постседиментационно в плиоцене.^{х/} Правда, ими допускается и проявление конседиментационного роста сбросов, но этому процессу отводится второстепенная роль. Так, Г.Д.Гедберг и др. (44) считают, что в районе Офисина некоторые сбросы начали формироваться конседиментационно в период отложения свиты офисина (олигоцен), однако основные движения по ним происходили постседиментационно в плиоцене после отложения свит офисина, фрейтис и частично континентальной лас пьедрас. В перекрывающих их образованиях свиты мяса (плейстоцен) сбросы уже не проявляются.

О конседиментационном развитии сбросов при отложении свит офисина и фрейтис свидетельствуют увеличение с глубиной в этом интервале разреза амплитуды сбросов и изменение мощностей осадков. Так, по данным Г.Д.Гедберга и др. (44), сброс Западная Гуара в более глубоко залегающей свите офисина имеет амплитуду в два раза большую, чем в свите фрейтис. Эти же авторы указывают на конседиментационное развитие и сброса Гуара-Леона. Мощности отложений свит офисина и фрейтис на северном опущенном крыле сброса в среднем на 10% больше, чем на южном.

Сброс Карибе, ограничивающий с юга месторождение Чимире, по данным Е.И.Мура и Дж.А.Шилдса (53), исчезает уже в верхней части свиты фрейтис. Здесь мощность части свиты офисина (выше горизонта F₇) на противоположных крыльях сброса разная: больше на 3-5% в опущенном южном блоке, несмотря на то, что к югу происходит региональное уменьшение мощностей отложений. Все это свидетельствует о конседиментационном развитии сброса Карибе во время отложения свиты офисина и отсутствии роста в орогенический период в плиоцене.

Дж.М.Паттерсон и Дж.Г.Вильсон (58) отмечают, что некоторые сбросы района Мерседес развивались одновременно с отложением свиты роблесито (основные сбросы блоков М-15 и М-8). Эти же авторы указывают, что сбросы в районе Мерседес затрагивают самые поверхностные слои (свиту чагуарамас олигоцена), что отличает их от сбросов района Офисина, где они не нарушают молодые плейстоценовые отложения.

^{х/} Формирование сбросов в предпаалеогеновый период региональных восходящих движений не изучено вследствие отсутствия данных.

Во многом отличные данные о развитии сбросов можно получить непосредственно из анализа приведенной в опубликованных статьях графики. Так, на месторождении Леона развиты два сброса: крупный, согласно падающий Гуара-Леона, и более мелкий, несогласно падающий Гуирипал (рис. 7, 8). Из профиля (рис. 8) видно, что амплитуда первого из них по реперу в свиты офисина составляет 360 м, по кровле этой свиты она уменьшается до 250 м, а по кровле фрейтис - до 130 м. Соответственно и мощности этих отложений увеличиваются на северо-западном опущенном крыле. Из приведенных цифр следует, что на 230 м (64%) своей амплитуды по реперу в сброс сформировался конседиментационно во время отложения свит офисина и фрейтис.

Если учесть, что конседиментационный рост сброса продолжался также при отложении свиты лас пьедрас, то на постседиментационное развитие во время региональных восходящих движений в конце плиоцена и плейстоцене (после отложения свиты лас пьедрас) остается весьма незначительная доля прироста его амплитуды, по-видимому не более 5-10%.

Амплитуда сброса Гуирипал по реперу в равна 90 м, по кровле офисина - 50 м, по кровле фрейтис - 13 м (рис. 8). Следовательно, сброс сформировался в основном (87% амплитуды) конседиментационно во время отложения свит офисина и фрейтис, а оставшая часть амплитуды, видимо, приходится на время отложения свиты лас пьедрас.

Несогласно падающий сброс Западная Гуара (рис. 4, 5) по реперу II (свита офисина) имеет амплитуду 140 м, по кровле офисина - 115 м, по кровле фрейтис - 60 м. Следовательно, 80 м, или 57%, амплитуды сброса образовались конседиментационно во время отложения свит офисина и фрейтис.

Таким образом, из имеющихся данных можно сделать вывод, что как согласные, так и несогласные продольные сбросы южного борта Восточновенесуэльского бассейна характеризуются конседиментационным развитием в период отложения ныне продуктивных толщ олигоцена и постседиментационным ростом в плиоцене. При этом подавляющая часть амплитуды сбросов, а в ряде случаев и вся амплитуда, сформировалась конседиментационно, а не постседиментационно, как это считают американские геологи (32). На последних стадиях развития региона (плиоцен-плейстоцен) экранирующие сбросы увеличивали свою амплитуду незначительно, а многие, например, сброс Карибе на месторождении Чимире и сброс Гуирипал на месторождении Леона

вообще не формировались. Следовательно, орогенические движения конца неогена в виде интенсивных складкообразовательных движений проявились на геосинклинальном северном борту Восточновенесуэльского предгорного прогиба; на южном же платформенном склоне они не привели к сколько-нибудь значительному изменению структурного плана, созданного ранее в процессе осадконакопления.

Из всего этого можно сделать вывод, что ловушки для углеводородов на южном борту Восточновенесуэльского бассейна древние, сформировавшиеся одновременно с осадконакоплением ныне продуктивных толщ олигоцена или вслед за ним. В последующее время они претерпели весьма незначительное изменение или вовсе не изменяли свою морфологию.

БАССЕЙН ГАЛФ КОСТ (США)

Нефтегазоносная провинция Галф Кост (Примексиканская) занимает периферическую часть и шельф крупнейшего седиментационного бассейна Мексиканского залива, расположенного в юго-восточной части Североамериканской платформы (рис. 14). Северной границей бассейна является свод Бенд с выступом докембрийских пород Льяно, герцинское внутриплатформенное складчатое сооружение Вичита-Уошито, докембрийские Иллинойская впадина и Цинцинатский свод, герцинское складчатое сооружение Аппалачей, южный континентальный склон Мексиканского залива, под водами которого скрыта центральная часть бассейна Галф Кост. На юго-западе нефтегазоносная провинция переходит на территорию Мексики. В административном отношении она занимает северо-восточную часть штата Техас, штат Луизиана, западную часть Арканзаса, штат Миссисипи, юго-западные части штатов Алабама, Джорджия и Флорида.

В строении рассматриваемого региона принимает участие мощная толща отложений мезозоя, палеогена, неогена и антропогена. Нижняя часть ее изучена слабо и предположительно охватывает интервал разреза от перми до средней юры включительно. В этом комплексе присутствует и толща каменной соли, образующая многочисленные соляные купола. Отложения верхней юры и выше сложены терригенными и карбонатными породами (табл. 3). Разрез в остальных штатах этой провинции аналогичен, но свиты имеют обычно другие названия (табл. 4).

В истории осадконакопления региона было несколько основных крупных перерывов (предраннемеловой, предпозднемеловой, предпалеогеновый), к которым приурочены, по мнению Т.Г.Филпотта (59), крупные восходящие движения всей территории, усиление формирова-

ния складчатых и разрывных дислокаций и даже проявление вулканизма. Палеогеологические карты по поверхностям этих несогласий представляют довольно пеструю картину. Например, верхнемеловые отложения ложатся на размытую поверхность от верхов нижнего мела (южная часть региона) до низов верхней юры (северная часть региона). Кроме того, Т.Г.Филпотт (59) указывает на наличие в разрезе верхнего мела более мелких перерывов между верхними тремя свитами (наварро, тейлор, остин). Эти перерывы проявляются только в самой краевой части Примексиканского бассейна, выражены небольшими размытиями осадков, отсутствием усиленного формирования структур и проявлений вулканизма.

Мезозойско-кайнозойская толща характеризуется общерегиональным наклоном в сторону Мексиканского залива. В этом же направлении происходит изменение фациального состава осадков (от более грубозернистых песчано-глинистых фаций к более тонкозернистым), а также региональное увеличение их мощности, максимальное значение которой в зоне шельфа превышает 15 км. На периферии бассейна мощности значительно сокращаются. Региональный наклон слоев в Примексиканском бассейне осложняют следующие крупные структурные элементы (рис. 14):

1. Погребенные сводовые поднятия Себин и Монре, а также поперечный выступ Сан-Маркос.

2. Погруженные участки - впадины Тейлор, Рио-Гранде и Миссисипская.

3. Зоны разломов и флексур, вытянутые параллельно региональному простиранию пород. Среди них выделяются:

а/ разрывные нарушения и флексуры внешней зоны бассейна (Балконес, Дюлинг, Мексия, Талко, Южный Арканзас, Пикенс-Джилбертаун);

б/ разрывные нарушения и флексуры внутренней зоны (Мирандо-Провидент, Вэнкроф, Мато, Сэм Флордайс-Вандерблифт и др.).

Месторождения нефти и газа, связанные с тектонически экранированными ловушками на моноклиналях, приурочены к внешней зоне разломов, которая и является основным объектом исследования в настоящей работе, а также имеются во внутренней зоне.

Промышленная нефтегазоносность в провинции Галф Кост связана со всем разрезом от юры до антропогенных отложений включительно. Первое место по размерам добычи и запасам занимают третичные отложения (а среди них миоценовые), затем верхнемеловые (1/3 общих запасов), нижнемеловые и юрские отложения. Во внешней зоне провинции (в частности, в зонах сбросов) нефтегазоносность приурочена в основном к меловым и юрским отложениям, а во внутренней - к

третичным отложениям. Такое территориальное распространение продуктивности разреза обусловлено тем, что во внешней зоне третичные отложения сильно уменьшаются в мощности и совсем выклиниваются, а во внутренней - меловые и более древние отложения залегают на очень больших глубинах и пока не изучаются.

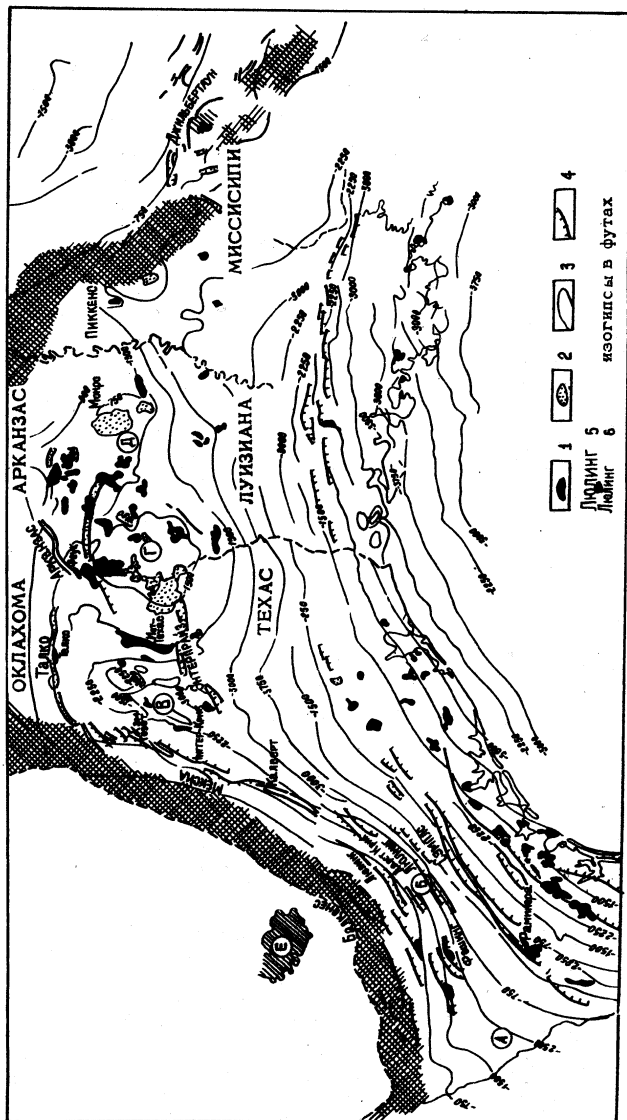


Рис. 14. Обзорная карта провинции Галф Кост (США).

Наиболее крупные месторождения: 1 - нефтяные; 2 - газовые; 3 - изогипсы залегания меловых и третичных отложений; 4 - разрывные нарушения; 5 - название сбросовых зон; 6 - месторождения, упомянутые в тексте.

Крупные структурные элементы: А - впадина Рио-Гранде; Б - свод Сан-Маркос; В - бассейн Тейлор; Г - свод Сесин; Д - свод Монро; Е - выступ Льяно.

Т а б л и ц а 3

**Сводный стратиграфический разрез западной части
бассейна Галф Кост (штат Техас)**

Система, : Серия: Группа, свита: Краткая литологическая : Мощность, отдел : : (местное де- : характеристика : м : : ление) : : : : : :				
1	2	3	4	5
Антропо- ген			Аллювиальные, дельтовые и прибрежно-морские пе- ски и глин	1500
Плиоцен Миоцен		Локальное расчленение	Вверх по региональному восстанию пород - пес- чано-глинистые отложе- ния; вниз по падению переходят в морские глинистые и глинисто- мергелистые толщи с подчиненными прослоя- ми песков	1000
Олигоцен		Виксбург	Морские глины и але- вролиты с подчиненны- ми прослоями песков, известняков, мергелей	300-3700
Эоцен		Джексон	Континентальные песчано- алевритовые отложения	200-280
		Клейборн	В нижней и средней части глауконитовые и извест- ковистые пески и песча- ники; в верхней - пески и глин	300-1200
		Уилкокс	Пески, глины, алевроиты и песчанистые мергели	230-2500
Палеоцен		Мидуэй	Известковистые глины и песчаники	170-300

1	2	3	4	5
Верхний мел	Галф	Наварро	Глины, мергели, реже мел, пески и песчаники	180-360
		Марлбрук Тейлор Пекан геп Тейлор Броунстоун	Вверху - мел и мергели, внизу - пески, песчаники, глины	250-400
		Остин	Мел, мергель, глины с прослоями песков	70-330
		Игл форд	Глины с подчиненными прослоями песка и песчаника	30-70
		Будбайн	Пески и песчаники с подчиненными прослоями глины	80-200
Нижний мел	Ко-манч	Уошита	Известняки, глины, алевроиты	80-650
		Фредериксбург	Глины с прослоями известняков и мергелей	60-500
		Палукси Тринити Глен розе Травис пик	Глины с прослоями песчаников и песков. В средней части 80 м пачка ангидрита ферри лейк	
		Кэухайл	Глины и песчаники с прослоями известняков, мергелей, ангидритов. В основании - конгломераты	860
Верхняя юра	Лоу-арк	Коттон велли	Пестроцветные глины с прослоями песчаников и известняков	770-1400
		Баннер	Красноцветные глинистые сланцы с прослоями ангидритов, доломитов, известняков и песчаников	80-170
		Смаквер	Известняки, преимущественно оолитовые	230
		Норфлет	Красноцветные глинистые сланцы	120

I	2	3	4	5
Пермь - средняя юра?		Лоуанн	Каменная соль с прослоями ангидритов	?
		Варнер	Ангидриты, песчаники и глинистые сланцы	30
		Морхауз	Песчаники, глинистые слан-	330
		Игл миллс	цы, соль, ангидриты	

Внешняя зона Галф Коста

Характерной особенностью внешней части провинции Галф Кост является осложнение ее сбросами, которые вытянуты в соответствии с простиранием осадочного чехла и играют важную роль в формировании ловушек нефти и газа. Они не образуют единой линии нарушений, а представляют системы сбросов, каждый длиной от нескольких десятков до 100-200 км, идущие параллельно или сочленяющиеся кулисообразно и с небольшими просветами окаймляющие краевую часть Примексиканского седиментационного бассейна с запада, севера и востока. Эти сбросы отличаются друг от друга простиранием, направлением падения плоскости сбрасывателя, характером сочленения и др. По данным признакам Г.Е. Муррей (55) выделяет следующие системы сбросов (рис. 14):

1. Система сбросов Балконес расположена в западной части провинции. Она простирается в северо-восточном направлении из впадины Рио-Гранде, через свод Сан-Маркос во впадину Тейлор в штате Техас. Сбросы этой системы преимущественно согласные (наклон плоскостей сбрасывателя к востоку в сторону оси бассейна).

2. Система сбросов Люлинг расположена в 20-40 км юго-восточнее сбросов Балконес и простирается параллельно им. Эта система представлена в основном несогласными сбросами, падающими в северо-западном направлении навстречу сбросам системы Балконес.

3. Система сбросов Мексика расположена на продолжении системы Люлинг, вытянута в северо-восточном направлении и представляет собой почти непрерывную зону грабенов, образованную двумя сближенными (3-7 км) сбросами, падающими навстречу друг другу.

4. Системы сбросов Талко и Южный Арканзас являются субширотным восточным продолжением системы Мексика и образуют аналогичные грабены.

Т а б л и ц а 4

Схема сопоставления отложенных провинций
Галф Кост (по Т.Г.Филпотту)

Стратиграфическая шкала	Ш т а т ы			
	Техас	Аркаansas Луизиана	Миссисипи	Алабама
	Свиты, подсвиты			
Третичная	Мидуэй	Портерс крик Клайтон		
Верхний мел	Наварро	Аркадельфия Накаточ	Селма	Прамер блуф Риплай
	Тейлор	Саратога, Марлбрук Аннона, Озан		Саратога Аннона
	Остин	Броунстоун Токио		Эутау Эстор
Верхний мел	Вудбайн	Игл форт Левисвилл	Тускалоса	Игл форт Верхняя тускалоса
		Нижняя тускалоса		Нижняя тускалоса
Нижний мел	Уонита	Уонита	Не рас- членено	Не расчле- нено
	Фредерикс- бург	Киамич Гудленд Валнут		
	Тринити Падукси Глен розе Травис пик Кэухайл	Падукси Мурингспорт Ферри лейк Родесса Пайн испленд Слиго		
Верх- ний мел		Хостон	Хостон	
	Коттон велл	Шулер Боссиер	Не расчленено	

5. Системы сбросов Пикенс-Джилбертаун имеют юго-восточное простирание и сходны с системами Мексика, Талко и Южный Арканзас.

Следует отметить, что такое разделение сбросов внешней зоны провинции Галф Кост на системы является во многом условным и принято нами по Г.Е.Муррею (55) исключительно для удобства дальнейшего рассмотрения приуроченных к ним месторождений нефти и газа. С точки зрения условий образования все эти системы сбросов, по-видимому, связаны генетическим единством.

Характеристика месторождений нефти и газа

Сбросовая зона Мексика

К сбросовой зоне Мексика приурочены месторождения Хэм Гозет, Мексика, Флег Лейк, Нитгер, Крик, Вьеленд, Калверт, Баррон, Ричленд, Кемпбелл, Корсикана Пауэл, Кьюрей и др.

Месторождение Хэм Гозет расположено в округе Кофмен, штат Техас. Оно подробно описано П.Н.Виггинсом (75).

Месторождение открыто в 1948 г. на основе следующего комплекса работ. В 1920 г. геологической съемкой был выявлен сброс, после чего проведено структурное бурение, подтвердившее наличие сброса и выявившее антиклинальное поднятие около него. С 1927 по 1939 г. на площади пробурены три разведочные скважины, которые, однако, оказались непродуктивными. В 1946 г. была проведена сейсморазведка, существенно уточнившая ранее установленные структурные формы. Заложенная на основе данных сейсморазведки скважина открыла месторождение нефти.

Основным структурным элементом площади является несогласный сброс с северо-западным падением плоскости сбрасывателя, являющийся составной частью зоны сбросов Мексика (рис. 15). На поднятом крыле этого сброса находится полуантиклиналь, а в опущенном - антиклинальная складка. Все три структурных элемента имеют северо-восточное простирание. Наклон плоскости основного сброса увеличивается с глубиной от 30° вблизи поверхности до 55° в отложениях нижнего мела. Амплитуда сброса также возрастает с глубиной от 60 м в мергелях тейлор (верхний мел) до 135 м в подсите глен розе (нижний мел). Амплитуда антиклинальной складки порядка 20-25 м.

Залежи нефти приурочены к опущенному и поднятому крыльям сброса. На опущенном крыле ловушкой является приразломная антиклинальная складка, а на поднятом - ловушка образована полуантиклиналью и основным сбросом. Нефтяные залежи на обоих крыльях

сброса приурочены к отложениям верхнего (песчаники вудбайн) и нижнего (песчаники и известняки свиты глен розе) мела. Всего выявлено II продуктивных горизонтов. Мощность их изменяется от I до 7 м. Кроме того, имеются многочисленные нефтепроявления и в других частях разреза.

Месторождение Мексиса расположено в округе Лаймстоун, штат Техас. Оно открыто в 1912 г. по данным геологической съемки, выявившей сброс, и аналогии с общими закономерностями строения соседних площадей. Ловушка образована основным сбросом и полуантиклиналью, расположенной на юго-восточном поднятом крыле этого сброса. Правда, полуантиклиналь в своде осложнена небольшими куполами, но они не являются существенным фактором удержания нефти. Амплитуда экранирующего сброса по кровле свиты вудбайн (верхний мел) составляет 180 м.

Залежи нефти приурочены к верхнему (вудбайн) и нижнему (свита глен розе) мелу. В самой верхней части верхнего мела имеются небольшие залежи газа. Высота основной залежи нефти в свите вудбайн составляет 34 м, плотность нефти 0,85. В 1955 г. в верхнеюрских известняках смаковер открыта газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой. Месторождение Мексиса довольно крупное. С начала разработки по 1962 г. из него добыто 14,2 млн.т нефти. Начальные извлекаемые запасы нефти составляют 14,8 млн.т.

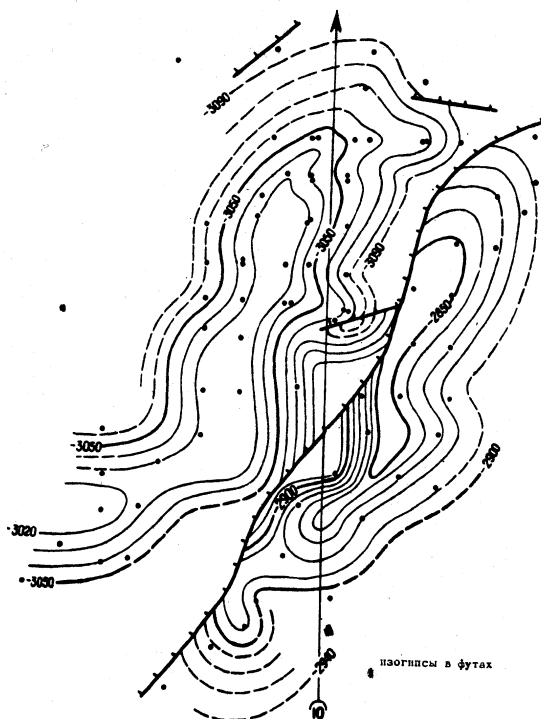


Рис. 15. Месторождение Хэм Гозет. Структурная карта по кровле свиты вудбайн (верхний мел). По П.Н.Виггинсу, 1954.

Месторождение Ниггер Крик расположено в округе Лаймстоун, штат Техас. Оно было открыто в 1926 г. на основе данных геологической съемки, выявившей сброс, и аналогии с соседним месторождением Мексиса. Месторождение приурочено к юго-восточному поднятому крылу несогласного сброса (рис. 16). Ловушка образована этим сбросом и полуантиклиналью, осложненной небольшим куполовидным поднятием. Залежь нефти связана с песчаниками вудбайн, которые контактируют по сбросу с непроницаемыми глинами свиты тейлор. Высота залежи II м.

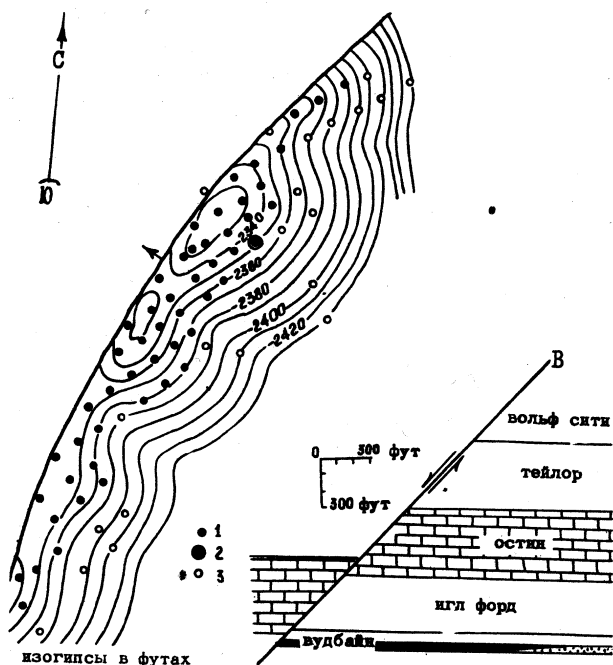


Рис. 16. Месторождение Ниггер Крик. Структурная карта по кровле песчаников вудбайн (верхний мел) и профиль. По Ф.Брайну, 1951.
1—скважины продуктивные; 2—скважина первооткрывательница; 3— "сухие" скважины.

Геологической съемки и структурного бурения, показавших наличие сброса. Ловушка образована несогласным сбросом и структурным носом на юго-восточном поднятом крыле этого сброса (рис. 17, 18). Залежь нефти приурочена к песчаникам вудбайн, которые по сбросу контактируют с глинами игл форт. Высота залежи 8 м. За время разработки с 1942 по 1949 г. на месторождении добыто 6,7 тыс.м³ нефти.

Месторождение Калверт расположено в округах Робертсон и Майлам, штат Техас. Оно открыто в 1944 г. по данным сейсморазведки. В отличие от рассмотренных выше, месторождение Калверт расположено в грабене и приурочено к юго-восточному крылу согласного сброса (рис. 19). Ловушка для залежи образована основным сбросом субмери-

му крылу несогласного сброса (рис. 16). Ловушка образована этим сбросом и полуантиклиналью, осложненной небольшим куполовидным поднятием. Залежь нефти связана с песчаниками вудбайн, которые контактируют по сбросу с непроницаемыми глинами свиты тейлор. Высота залежи II м.

Месторождение Вьеленд расположено в округе Хант, штат Техас. Оно открыто в 1942 г. Разведочные скважины были заложены по данным геологи-

диагонального простирания (на западе) и моноклиналь, которая осложнена структурным носом и мелкими сбросами. Некоторое влияние на скопление нефти оказывает также литологическое выклинивание коллектора. Продуктивным является песчаный горизонт в подошве свиты наварро (верхний мел), где имеется нефтяная залежь высотой 48 м с газовой шапкой высотой 16 м. Наилучшие коллекторские свойства - вблизи западной границы месторождения, т.е. около главного сброса. Размеры месторождения 3 x 1 милю. В 1950 г. здесь было добыто 310 м³ нефти, а всего с начала разработки по 1950 г. - 3,8 тыс. м³ нефти. Добыча газа незначительна.

Сбросовая зона Талко

С этой зоной связаны месторождения Талко, Сульфур Блафф, Митчел Крик, Певит Ранч, Лейквью и др.

Месторождение Талко расположено в округах Франклин и Титус (штат Техас), в средней части одноименной сбросовой зоны. Оно открыто в 1936 г. Разведочное бурение на площади началось в 1933 г. после проведения геологической съемки и структурного бурения, которыми были выявлены сброс и прислоненная к нему структура. Первые три разведочные скважины были пробурены на отложения свиты вудбайн (верхний мел), являвшейся тогда основным продуктивным горизонтом на соседних месторождениях. Однако обе скважины оказались "сухими", хотя расположены, как было позднее установлено, в продуктивной зоне по свите палукси (нижний мел).

Интерес к площади Талко снова возрос в 1936 г., когда на месторождении Родесса была получена нефть из нижнемеловых отложений. В это время на площади Талко была пробурена четвертая разведочная

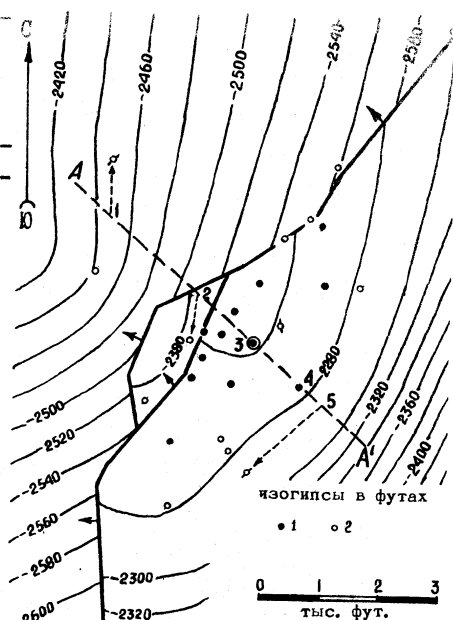


Рис. 17. Месторождение Вьеленд. Структурная карта по кровле свиты вудбайн (верхний мел). По М.Дж. Хейсу, 1951.

1 - нефтяные скважины; 2 - непродуктивные скважины.

скважина, которая из свиты падуksi дала фонтан нефти, после чего разведочные работы интенсифицировались.

В строении рассматриваемого месторождения принимают участие вскрытые скважинами отложения от эоцена до юры включительно. В юре (свита игл форт) имеется каменная соль небольшой мощности, а в остальном разрез сходен со сводным (табл. 3, 4).

Основной чертой тектонического строения площади является грабен, образованный двумя субширотными сбросами: на юге сбросом

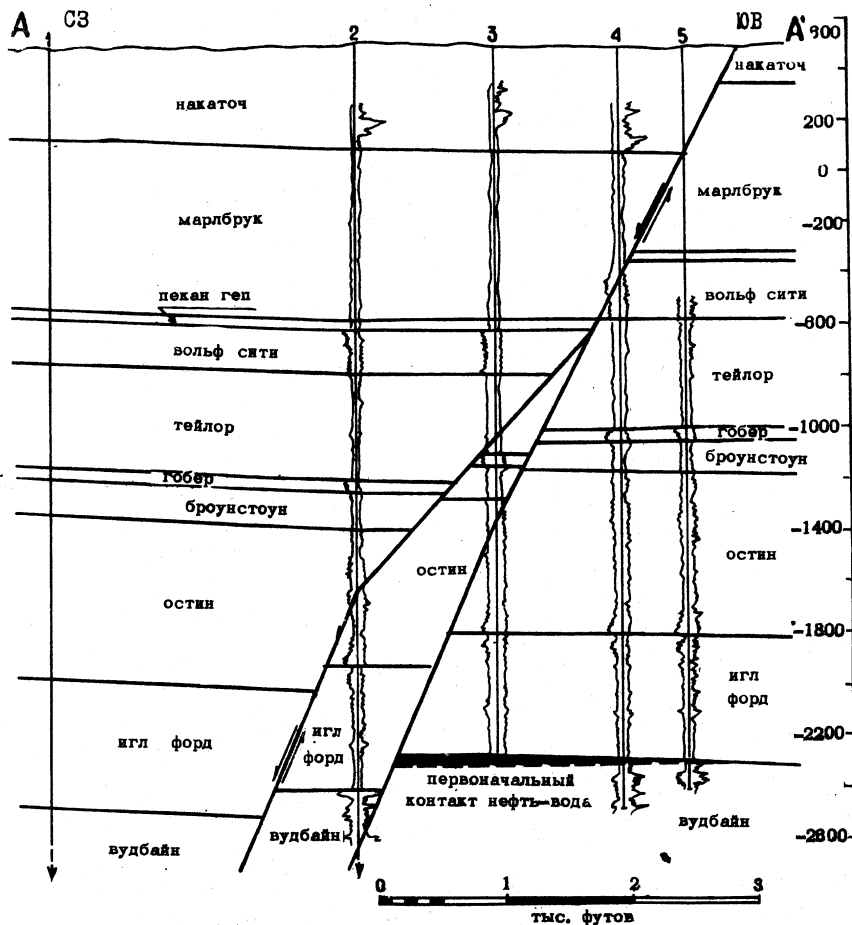


Рис. 18. Месторождение Вьеленд. Геологический профиль.
По М.Дж. Хейсу, 1951.

Талко, на севере - Сульфур Ривер (рис. 20, 21). Ширина грабена уменьшается с глубиной от 4,7 км на поверхности до 0,75 км по подошве мела. Сбросы наклонены навстречу друг к другу под углом $45-58^{\circ}$, однако на глубине, как отмечают Е.А.Вендерленд и Т.Г.Шелби (74), они становятся более крутыми. Амплитуды обоих сбросов увеличиваются с глубиной. Так, по профилю А-А' (рис. 20, 21) амплитуда сброса Талко по кровле верхнего мела равна 120 м, нижнего - 240 м, при - 470 м, а амплитуда сброса Сульфур Ривер соответственно составляет 150, 180 и 340 м.

Эти сбросы проявляются также на поверхности в неогеновых и антропогеновых отложениях, в частности, антропогеновые грубообломочные породы развиты преимущественно только в грабене. Правда, амплитуды сбросов по поверхностным отложениям невелики.

Сбросы Талко и Сульфур Ривер осложняют пологий региональный наклон слоев к югу. На поднятом южном крыле сброса Талко развита полуантиклиналь, ограниченная с севера сбросом. Антиклинальной складкой она называться не может (как это часто делается), так как совершенно лишена северного крыла. Структура имеет четко выраженные южное крыло и периклинали, а перегиб слоев к северу отсутствует. Эта полуантиклиналь в сочетании со сбросом Талко и образует основную ловушку для нефти. По экранирующему сбросу Талко залежь нефти в нижнемеловых песчаниках палукси контактирует с непроницаемыми глинами и известняками.

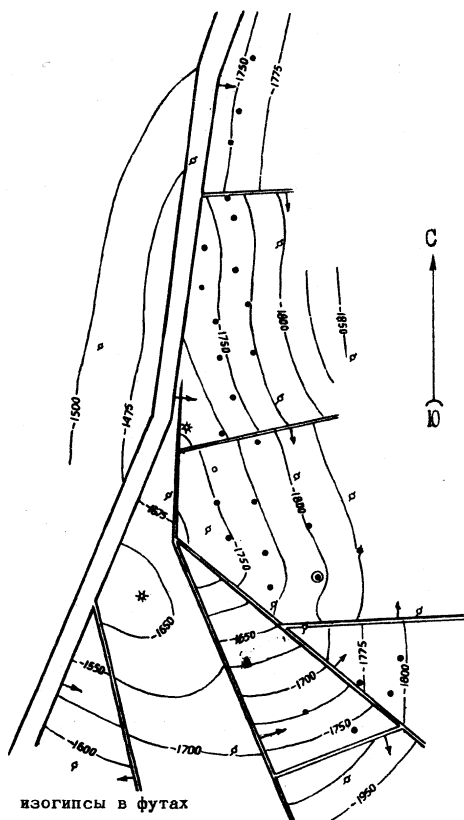


Рис. 19. Месторождение Калверт. Структурная карта по реперу в свите наварро (нижний мел). По Дж. Хамману, 1951.

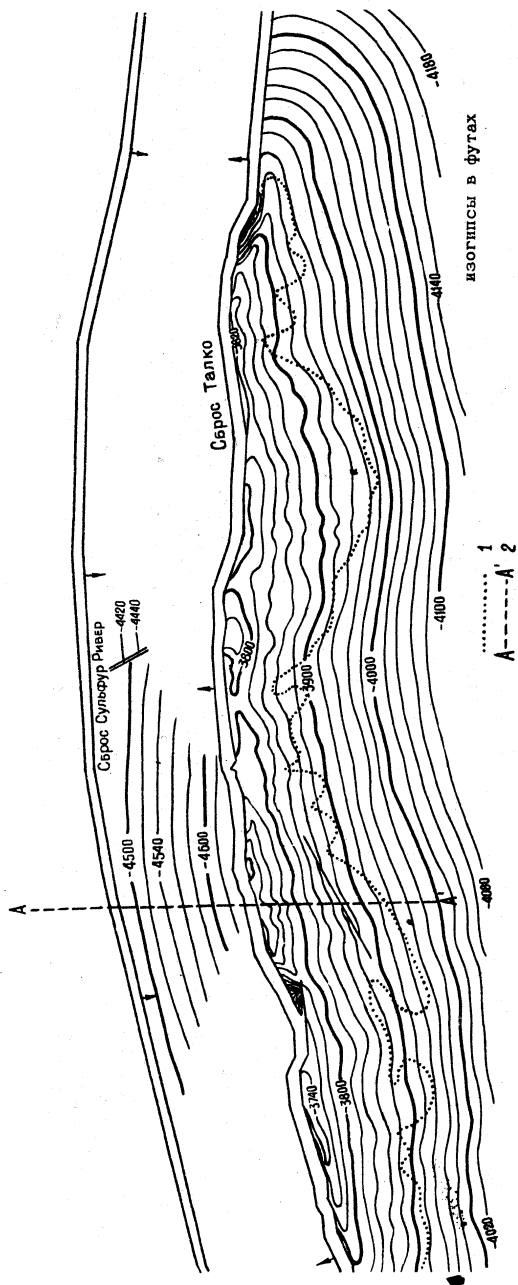


Рис. 20. Месторождение Талко. Структурная карта по кровле известняка гудленд (нижний мел).
По Т.Г.Шелби, 1951.

1 - южная граница нефтеносности; 2 - линия профиля.

Длина месторождения 24 км, ширина - 1,5-2 км. Средняя пористость продуктивного горизонта 25%, средняя проницаемость 2400 мд. Глубина залегания продуктивного горизонта 1130-1200 м. Внешний контур нефтеносности носит извилистый характер вследствие литологического замещения песчаников продуктивного горизонта глинами вниз по падению. Высота залежи изменяется от 72 м в западной части месторождения до 95 м в восточной в результате опускания контакта нефть-вода. В северной части месторождения (вблизи сброса Талко) продуктивная свита палукси является более песчанистой, чем в южной. Нефть на всей площади месторождения подстилается пластовой водой. Плотность нефти 0,91. Она сильно недонасыщена растворенным газом. В отложениях ниже продуктивной свиты палукси были встречены многочисленные признаки нефти, однако промышленных залежей не открыто.

Е.А.Вендерленд и Т.Г.Шелби (74) отмечают, что на отдельных участках месторождения Талко в скважинах, расположенных вблизи сброса, встречались серьезные затруднения при эксплуатации. Основное из них заключалось в быстром вторжении подошвенных вод, хотя забои скважин находились значительно выше водо-нефтяного контакта и продуктивная часть разреза отделялась от подошвенной воды глинистыми прослоями, препятствующими образованию конусов обводнения. Такое раннее подтягивание воды указанные авторы объясняют проводимостью самого сброса и трещин вблизи него, проявляющейся при малейшем нарушении установившегося гидродинамического равновесия, вызванном работой скважин.

Месторождение Талко - самое крупное по запасам из месторождений с залежами в тектонически экранированных ловушках в зонах сбросов Лилинг, Мексика, Талко, Юж.Арканзас, Джилбертаун. С начала разработки (1936 г.) и по 1962 г. на нем добыто 24,7 млн.т нефти, а начальные извлекаемые запасы составляют 33,8 млн.т.

Сбросовая зона Южный Арканзас

К этой зоне приурочены месторождения Фоук, Смаковер, Ирма, Левисвилл и др.

Месторождение Фоук расположено в округе Миллер, штат Арканзас. На площади вскрыты отложения антропогенной, третичной, меловой и юрской систем; более древние осадки не изучены. Месторождение открыто в 1940 г. Первые разведочные скважины были заложены по данным сейсморазведки.

Основой тектоники района являются два субширотных сброса, которые, падая навстречу друг другу, образуют грабен шириной

2,5-4 км (рис. 22). Ловушки нефти и газа на площади образует южный сброс этого грабена. Амплитуда его по верхнемеловым отложениям составляет 100-115 м, а по нижнемеловым увеличивается до 200-230 м. Это разрывное нарушение часто разветвляется на 1-4 нарушения, однако общая амплитуда нескольких сбросов равна амплитуде в той его части, где он выражен одной плоскостью сбрасывающей.

Продуктивными на месторождении являются нижнемеловые отложения. Залежь нефти приурочена к свите палукси, а газа и конденсата — к подстилающей ее свите глен розе (горизонт родесса). Ловушки образованы юго-восточным наклоном слоев, осложненным структур-

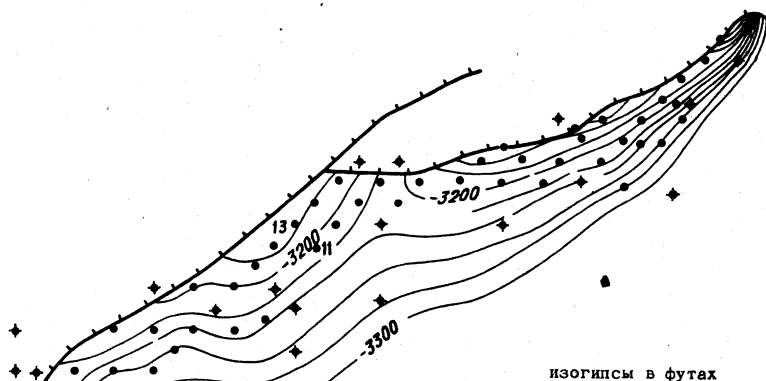


Рис. 22. Месторождение Фоук. Структурная карта по реперу в свите палукси (нижний мел). По С.В.Шварцу, 1948.

турным носом и ограниченным с севера сбросом. Нефть в свите палукси залегает в верхней ее части в нескольких песчаных горизонтах. Пористость песчаников 27-28%, проницаемость 1000-1500 мд. Глубина залегания продуктивного горизонта 1100-1200 м. Нефть недонасыщена растворенным газом. Коллектором газоконденсатной залежи является известняк родесса, глубина залегания которого 1480-1520 м.

Наряду с основными продуктивными горизонтами непроизводные притоки нефти и нефтепроявления наблюдались в свите остин (верхний мел), а также свитах смаковер и коттон велли верхней кры. Как правило, они приурочены к зоне сброса на поднятом его крыле, однако имеются и на опущенном северном крыле. Суммарная добыча нефти на месторождении Фоук на конец 1947 г. составляла 22,6 тыс.м³.

Сбросовая зона Пикенс-Джилльбертаун

К этой сбросовой зоне приурочены месторождения Пикенс, Кларк, Поллард, Джилльбертаун и др.

Месторождение Джилльбертаун расположено на границе штатов Миссисипи и Алабама. Оно открыто в 1944 г. Первые разведочные скважины закладывались на основе данных сейсморазведки, выполненной вдоль давно известной на поверхности системы сбросов. В строении района принимают участие отложения третичной, меловой и юрской систем. К последней приурочена соленосная толща.

Основой тектонического строения района является система сбросов, образующая главный грабен, который с севера оконтуривается сбросом северный Тоукси, а с юга — системой сбросов Джилльбертаун (рис. 23, 24, 25). В отличие от многих других месторождений сбросовых зон Галф Коста в данном районе сбросы осложняют не моноклиналь, а приподнятую зону субширотного простирания, лишенную периклиналей.

Залежи нефти в пределах этой приподнятой зоны контролируются тремя основными сбросами: Джилльбертаун восточный № 1 и № 2 и Джилльбертаун западный. Сброс Джилльбертаун восточный № 1 имеет северный наклон сбрасывателя и максимальную амплитуду в средней своей части, которая по кровле свиты зутау (верхний мел) составляет 300 м. Амплитуда сброса Джилльбертаун восточный № 2 по этой же свите — от 20 м на западе до 200 м в восточной части, плоскость сбрасывателя его наклонена на юг. Сброс Джилльбертаун западный имеет северный наклон сбрасывателя и амплитуду 45–130 м. Кроме трех основных сбросов на площади развит ряд других нарушений, однако залежи нефти они не контролируют.

Залежи нефти на месторождении Джилльбертаун приурочены к двум свитам верхнего мела — зутау и селма.

В свите зутау коллектором является песчаник, залежи пластовые, ловушки образованы тремя основными сбросами и наклонным залеганием пород. При этом у сброса Джилльбертаун западный продуктивность связана с самой верхней частью свиты зутау, а у сбросов Джилльбертаун восточный № 1 и № 2 — с песчаниками, залегающими в 80 м ниже ее кровли. В обоих случаях продуктивные песчаники контактируют по сбросам с относительно непроницаемыми меловыми отложениями свиты селма соседнего блока. Глубина залегания продуктивных горизонтов 900–1000 м, средняя пористость 30%, проницаемость 25–100 мд.

В свите селма коллектором нефти является трещиноватый мел. Залежь массивная. Нефть добывается из верхних 100 м свиты только

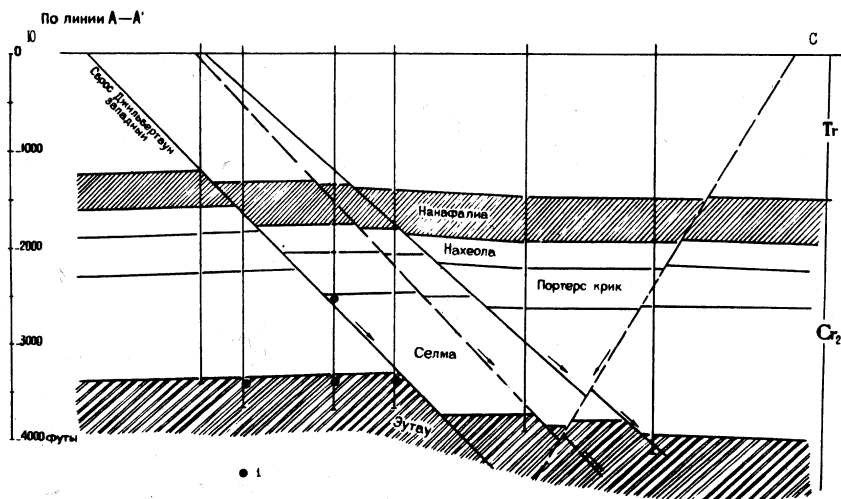


Рис. 24. Месторождение Джилбертаун. Геологический профиль по линии А—А'. По Д.Б.Муру, 1967.

I — нефть.

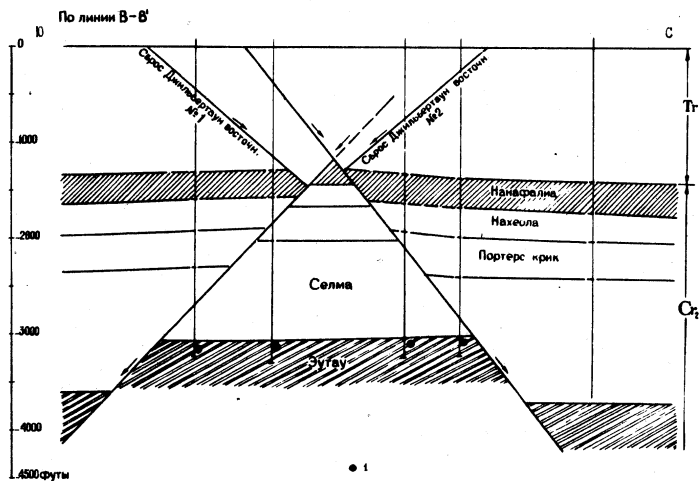


Рис. 25. Месторождение Джилбертаун. Геологический профиль по линии В—В'. По Д.Б.Муру, 1967.

I — нефть.

на опущенных крыльях сбросов в полосе шириной 100–130 м от линии пересечения плоскости сброса и кровли свиты. Вдали от сбросов, а также на их поднятых крыльях даже вблизи сбрасывателя и на более высоких отметках скважины показали наличие нетрещиноватого мела и отсутствие нефти. Глубина залегания залежи 700–850 м.

Размеры месторождения Джильбертаун составляют 10 x 2 км. Физические свойства нефти из обеих свит одинаковы. Это, а также площадное совпадение залежей в обеих свитах дали основание А.М.Карренту (41) и Д.Б.Муру (54) сделать вывод о миграции нефти из песчаников зутау в известняки селма по сбросу. За время разработки месторождения с 1944 по 1965 г. в эксплуатации находились 100 скважин, а ~~общая~~ добыча нефти составляет 56,5 тыс.м³.

Сбросовая зона Люлинг

К сбросовой зоне Люлинг приурочены месторождения Дарст Крик, Люлинг, Солт Флэт и др.

Месторождение Дарст Крик расположено в округе Гуадалупе, штат Техас. Оно открыто в 1929 г. по данным геологической съемки, выявившей сброс.

Основной чертой строения площади является несогласный сброс северо-восточного простирания с северо-западным падением плоскости сбрасывателя (рис. 26), проявляющийся также на поверхности в третичных отложениях. В верхнем меду (свита остин) амплитуда

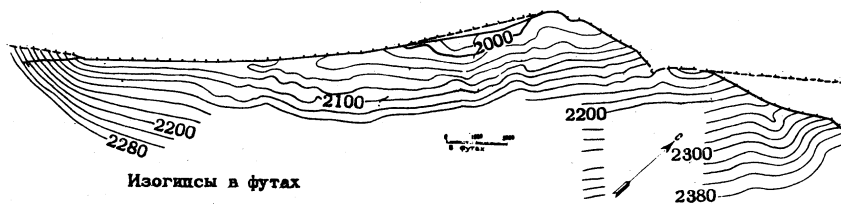


Рис. 26. Месторождение Дарст Крик. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта свиты эдвардс (нижний мел).

его составляет 170 м. Нарушение выражено одной или двумя-тремя трещинами. Месторождение приурочено к юго-восточному поднятому крылу сброса. Ловушка образована сбросом и моноклинальным наклонном слое, осложненным структурным носом.

Основным продуктивным горизонтом на месторождении Дарст Крик является известняк эдвардс нижнего мела, где залежь занимает верхнюю пористую часть разреза. Кроме того, скопления нефти встречены в трещинах непроницаемых мергелей тейлор и мела остин (верхний

мел). Из этих отложений дали нефть 19 скважин, которые расположены вблизи мелких дополнительных сбросов или у мест изгиба основного сброса, но вскрывают свиты тейлор и остин в опущенном северо-западном крыле сброса. Состав нефти во всех трех свитах одинаковый.

Система сбросов Сэмплс

Система сбросов Сэмплс расположена юго-восточнее системы Люлинг в округах Карнс, Атаскоса и др. (рис. 14). Она состоит из серии сбросов северо-восточного простирания, осложняющих монокли-нальный юго-восточный наклон слоев (рис. 27). При этом два крайних северо-западных сброса являются согласными (наклонены к юго-востоку), а пять юго-восточных – несогласными. Такое их расположение привело к образованию в осевой части сбросовой зоны прогиба, который получил название Карнс (68). Суммарная амплитуда по кровле свиты эдвардс (нижний мел) согласных сбросов равна 350–450 м, а несогласных – 330–420 м.

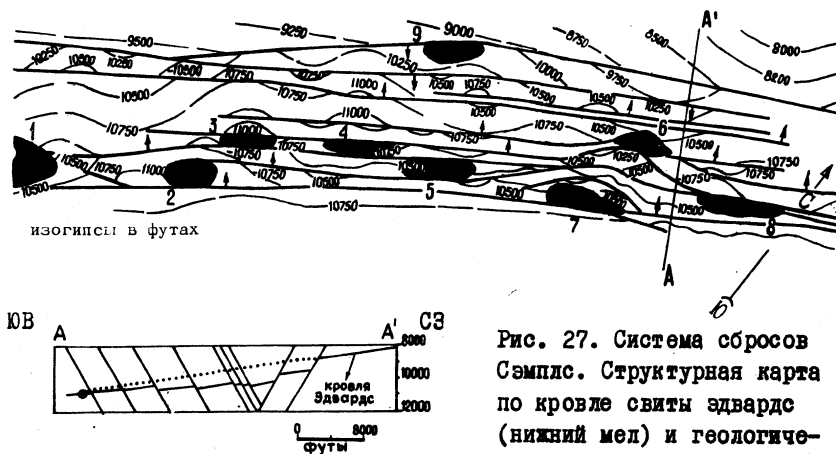


Рис. 27. Система сбросов Сэмплс. Структурная карта по кровле свиты эдвардс (нижний мел) и геологический профиль. По Д.Р.Та-керу, 1968.

Месторождения: 1 – Фашинг; 2 – Гусов; 3 – Хобсон; 4 – Биг Джон; 5 – Панна Мариа; 6 – Лабус; 7 – Персон; 8 – Дэви; 9 – Фолл Сити.

Со сбросами прогиба Карнс связаны 9 нефтяных и нефтегазовых месторождений. За исключением месторождения Фолл Сити, расположенного в замкнутой приразломной структуре в опущенном крыле согласного сброса, все они приурочены к тектонически экранированным ловушкам на поднятых крыльях несогласных сбросов (Персон,

Фашинг, Гусов, Хобсон, Биг Джон, Панна Мариа, Лабус, Дэви). Продуктивной на всех месторождениях является свита эдвардс, а на четырех месторождениях (Хобсон, Гусов, Фашинг, Фолл Сити) залежи, кроме того, выявлены в третичных отложениях.

Месторождение Персон – самое крупное в прогибе Карнс. Оно было открыто в 1959 г. на основе данных сейсморазведки, показавшей наличие структурной аномалии в зоне региональных сбросов. Площадь его представляет собой моноклиналь, осложненную системой согласных и несогласных искривленных сбросов (рис. 28, 29). Ловушка образована искривленными сбросами и моноклиналью. Размеры месторождения 13 x 1,8 км. Экраном для углеводородов является только один, наиболее крупный несогласный сброс (амплитудой по продуктивному горизонту 150 м), ограничивающий месторождение с северо-запада. Два других более мелких сброса (амплитудой 25 и 55 м) не приводят к разделению месторождения на отдельные залежи в каждом блоке вследствие того, что амплитуда их меньше высоты залежи. Во всех блоках имеются единые газо-нефтяной и водо-нефтяной контакты. Амплитуда экранирующего сброса уменьшается вверх по разрезу следующим образом (рис. 29): по кровле свиты эдвардс она равна 150 м, по кровле нижнего мела – 115, по кровле свиты остин – 60, по кровле верхнего мела – 20 м. По кровле палеоцена сброс уже не проявляется.

Продуктивной на месторождении является свита эдвардс. Верхняя часть ее сложена преимущественно известняками, а нижняя – доломитом. Пористость этих пород 11–15%, проницаемость в среднем 3 мд. Месторождение газо-нефтяное. Высота нефтяной залежи 36 м, газовой – 105 м. Глубина залегания продуктивного горизонта 3200–3300 м. Экранирование залежи создается непроницаемыми породами свиты георгитаун и выше лежащими, с которыми продуктивная свита контактирует по сбросу.

Со времени открытия (1959 г.) и по 1964 г. на месторождении Персон добыто нефти 33,4 тыс.м³, конденсата 170 м³ и газа 60,5 млн.м³.

Месторождение Фашинг расположено в округе Атаскоса, штат Техас. Ловушка для залежей образована структурным носом, который с северо-запада экранируется несогласным сбросом, и приурочена к поднятому крылу этого сброса (рис. 30). Нефть содержится в третичных песчаниках каррисо, а газ и конденсат – в нижнемеловых известняках эдвардс. Нефтяная залежь была открыта в 30-х годах на основе данных геологической съемки, а газоконденсатная – в 1956 г.

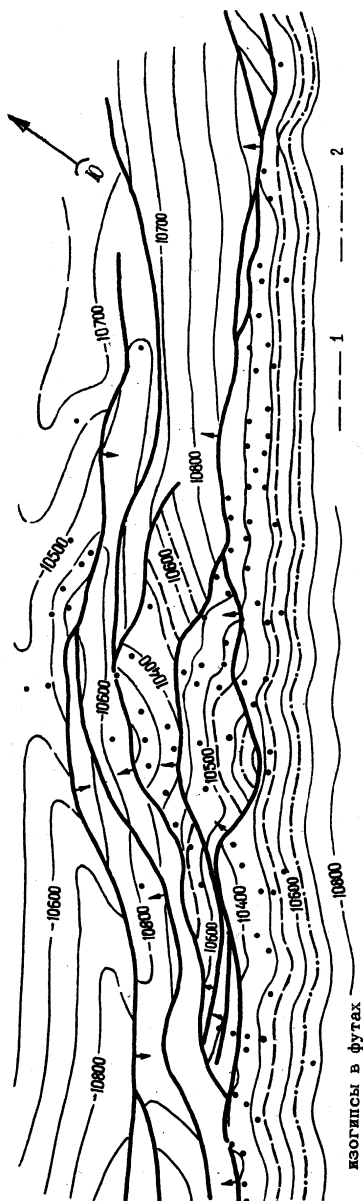


Рис. 28. Месторождение Персон. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта эдвардс (нижний мел). По Д.Г.Ричтеру.

1 — контур газ-нефть; 2 — контур нефть-вода.

на основе данных сейсмо-разведки и сведений о геологическом строении площади по верхним горизонтам.

Внутренняя зона Галф Коста

Внутренняя зона провинции Галф Кост в региональном плане характеризуется, подобно внешней зоне, моноклинальным залеганием пород с наклоном их от периферии к центру Мексиканского залива. Здесь увеличивается мощность всех комплексов отложений, особенно третичного возраста, которые и составляют основной объект поисково-разведочных работ. Особенностью зоны является широкое развитие открытых и закрытых соляных куполов, а также крупных продольных сбросов (согласных и несогласных). Последние контролируют значительное количество месторождений с залежами тектонически экранированного типа, хотя основная часть месторождений в этой зоне приурочена к сводам соляных куполов. Ниже приводится описание нескольких характерных месторождений с залежами тектонически экранированного типа.

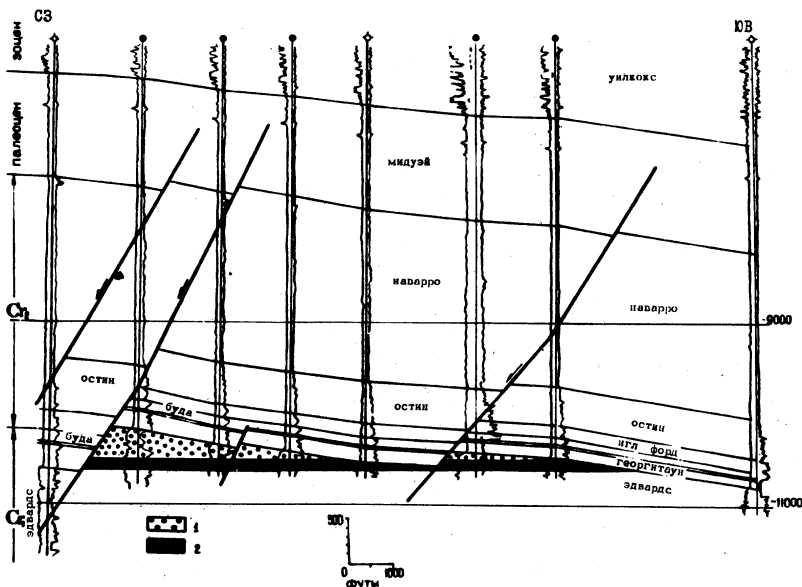


Рис. 29. Месторождение Персон. Геологический профиль.

По Д.Г.Ричтеру.

1 — газ; 2 — нефть.

Месторождение Салливанс Лейк расположено в округе Айсбервил, штат Луизиана, между соляными куполами Байфу Блу и Чайт Кастл. Оно находится в зоне олигоцен-миоценового тренда (зона высоких градиентов мощности отложений олигоцен-миоцена). В тектоническом отношении региональный наклон слоев к югу осложнен здесь субширотным согласным сбросом и структурным носом в опущенном крыле его, которые и образуют ловушку для газа (рис. 31). Месторождение открыто в 1953 г. на основе данных сейсморазведки. Здесь выявлен один газonosный горизонт в олигоцене, на который пробурены 5 продуктивных и 4 "сухие" скважины. В скважине 3 получено небольшое количество нефти из поднятого крыла сброса. Тип ловушки здесь неясен. Основной газonosный горизонт в свите хетерестегина имеет мощность 15-18 м, пористость 30%, проницаемость до 928 мд и глубину залегания 3300 м. По сбросу он контактирует с глинами поднятого крыла. На месторождении Салливанс Лейк за период с 1960 по 1964 г. добыто 12,8 тыс.м³ конденсата и 0,935 млрд.м³ газа. Остаточные запасы газа составляют 1,270 млрд.м³.

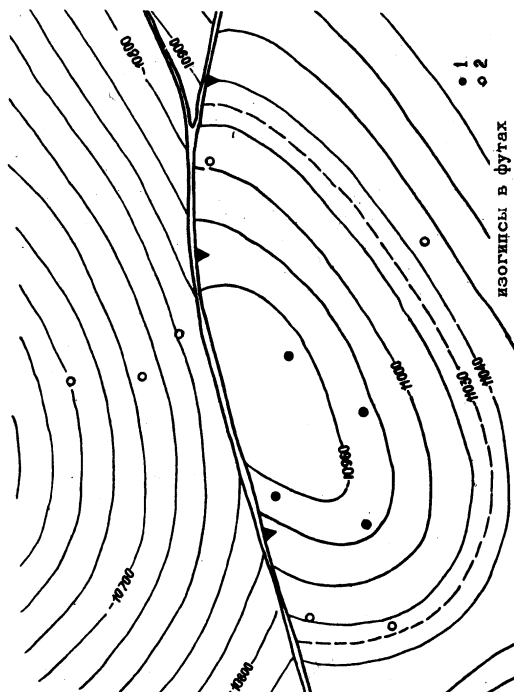
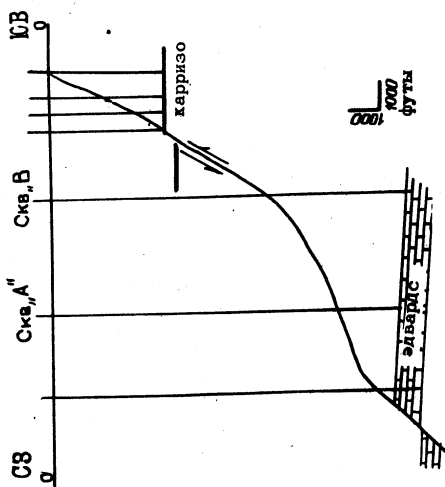
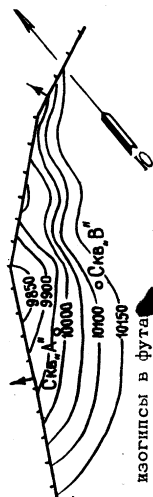


Рис. 31. Место рождения Салливанс Лейк. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта (олигоцен). По Р.М.Броуну, 1965.

Рис. 30. Месторождение фаянит.
Структурная карта по сниту эд-
вардс (нижний мех) и профиль.
По М. Небелу, 1957.

Месторождение Раминера юго-западная расположено на границе округов Лайк-Ок и Джим-Уэлс штата Луизиана, а в тектоническом отношении - в пределах сбросовой зоны Джексон-Егуа. Месторождение нефтяное. Оно открыто в 1952 г. на основе данных сейсморазведки. Продуктивными являются два горизонта в свите егуа и один в свите джексон зоценового возраста (рис. 32). Площадь представляет со-

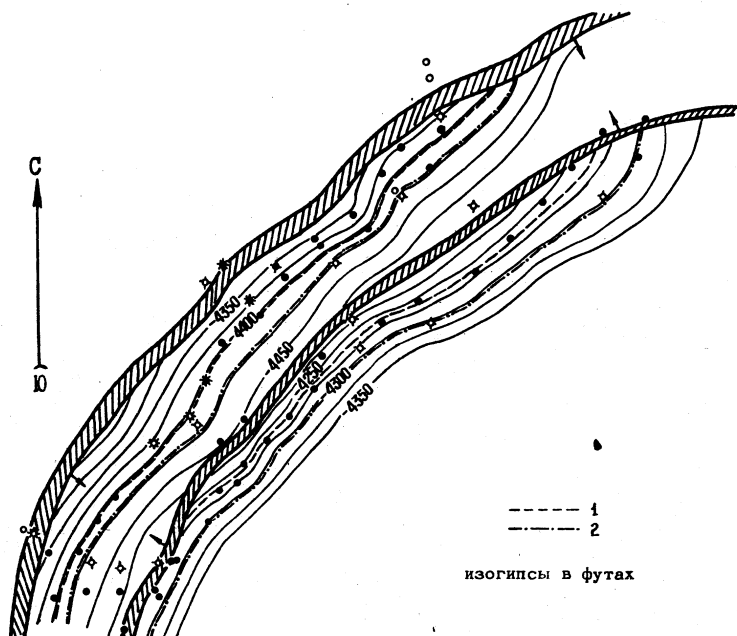


Рис. 32. Месторождение Раминера юго-западная. Структурная карта по продуктивному горизонту джексон I-A (зоцен). По Р.Симсу.

1 - контур газ-нефть; 2 - контур нефть-вода.

бой моноκлиналь с юго-восточным наклоном слоев, осложненную двумя продольными сбросами - согласным и несогласным, которые создали грабен. Залежи нефти приурочены к опущенному крылу согласного сброса (в грабене) и поднятому крылу несогласного. Ловушки образованы искривленными сбросами и моноκлиналью. Размеры месторождения 6 x 1,2 км. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1400-1700 м. С начала разработки по 1965 г. здесь добыто 18,7 тыс.м³ нефти.

Месторождение Боней расположено в округе Бразория, штат Техас. Оно открыто в 1953 г. В тектоническом отношении площадь представ-

ляет собой моноклираль, осложненную структурным носом и несогласным сбросом (рис. 33, 34). Последние и образуют ловушку. Продуктивными являются песчаники олигоцена: в свите маргинулина выявлен газоносный горизонт, а в свите фрио четыре нефтеносных (фрио-верхний, 7600-футовый, 7800-футовый и 7850-футовый). Наиболее важными являются горизонты фрио-верхний, 7600-футовый и 7850-футовый, которые характеризуются выдержанным по всей площади месторождения литологическим составом. Все продуктивные горизонты на месторождении Боней по сбросу контактируют с непроницаемыми породами опущенного блока.

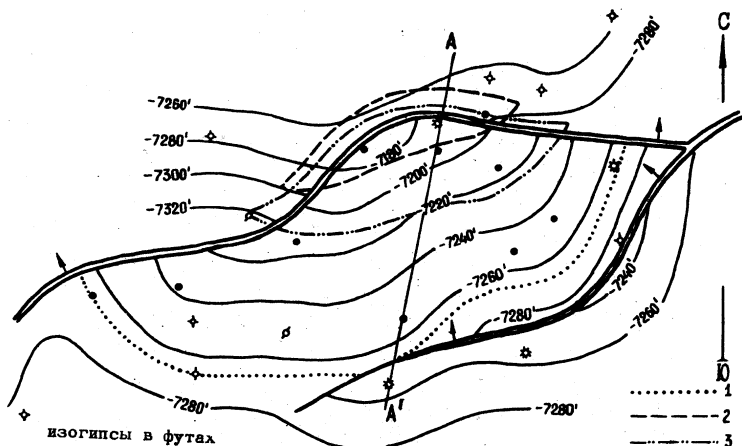


Рис. 33. Месторождение Боней. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта фрио-верхний (олигоцен).

По Ф.Л.Смиту и Дж.Гудвину, 1962.

Контуры нефтегазонасности: 1 - горизонта фрио-верхний; 2 - 7850-футового горизонта; 3 - 7600-футового горизонта.

Месторождение Май расположено в округе Клеберт штата Техас. Открыто в 1955 г. по данным сейсморазведки. На месторождении выявлены 18 продуктивных горизонтов в свите фрио (олигоцен), среди которых есть нефтяные, газовые и нефтегазовые. В тектоническом отношении площадь представляет собой моноклираль с юго-восточным наклоном пород, осложненную согласным сбросом и структурным носом (рис. 35). Последний приурочен к северо-западному поднятому крылу сброса. Ловушка образована основным продольным сбросом, структурным носом и мелкими поперечными сбросами.

Как указывает В.С.Грассо (42), основной сброс на месторождении Мэй характеризуется конседиментационным ростом в период отложения ныне продуктивных образований олигоцена. Амплитуда его изменяется от 35 м на самом высоком подсечении на глубине 900 м до 350 м на глубине 2700 м. На месторождении пробурено 37 скважин,

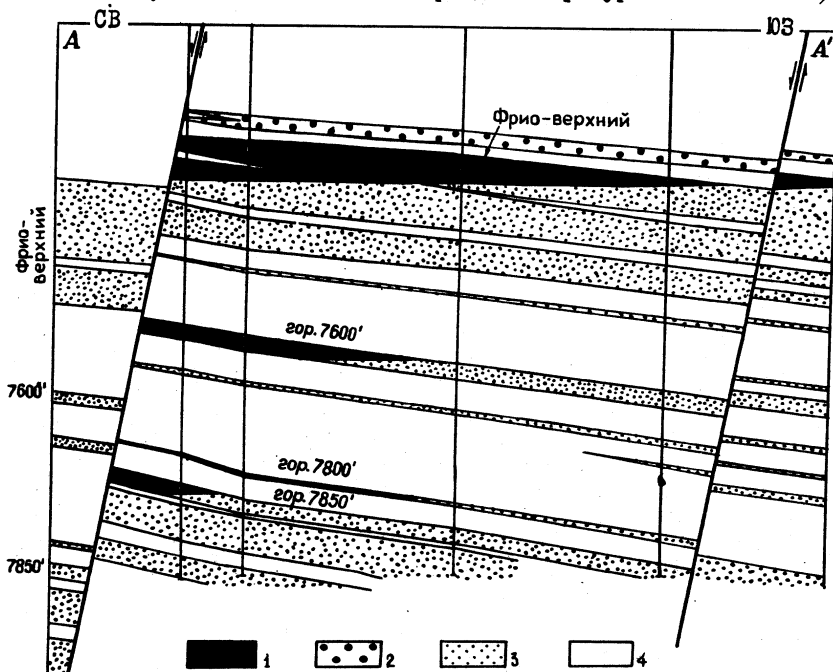


Рис. 34. Месторождение Боней. Геологический профиль.

По Ф.Л.Смиту и Дж. Гудвину, 1962.

1 - нефть; 2 - газ; 3 - вода; 4 - непроницаемые породы.

из них 22 оказались продуктивными. С начала разработки и по 1960 г. здесь добыто 1,5 млрд.м³ газа, 7,4 тыс.м³ конденсата и 5,9 тыс.м³ нефти.

X X X

Как указывалось выше, в провинции Галф Кост развиты сбросы двух типов: согласные и несогласные. При этом нефтяные и газовые месторождения с залежами, экранированными сбросами, приурочены в большинстве случаев к поднятым крыльям несогласных сбросов.

Во внешней зоне Галф Коста из 47 проанализированных месторождений два приурочены к опущенным крыльям согласных сбросов (Калверт, Лоне Стар), одно – к поднятому крылу согласного сброса (Родесса), а остальные 44 – к поднятым крыльям несогласных сбросов. Из последней группы II месторождений описаны выше (Талко и др.), а остальными являются: Пайн Милс, Ричленд, Роу Бейкер, Южный Кроесбек, Валтер Фаир, Вортхэм, Люлинг, Меригейл, Варрон, Кэмбелл, Цедар Крик, Корсикава Пауэл, Кюрри, Коссе, Лейквью, Лот, Меригейл-Пауэл, Майнеола, Митчел Крик, Нью-Ричленд, Северное Кюрри, Северное Каллатин, Северный Кроесбек, Пэвит Ранч, Биг Джон, Дэви, Дубоси, Панна Мария, Лабис, Пирс, Хайсоу, Эдвардс.

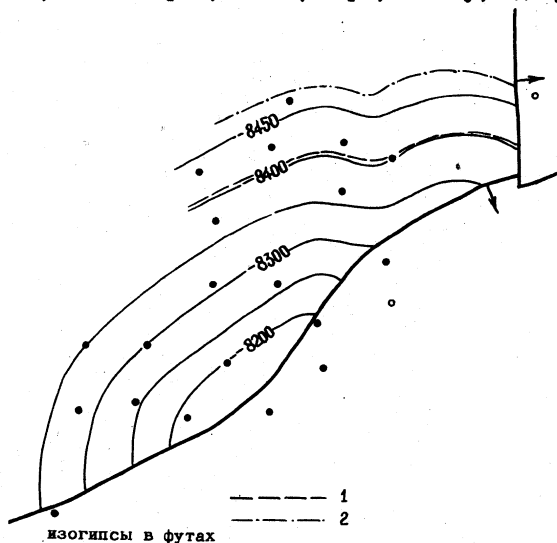


Рис. 35. Месторождение Мэй. Структурная карта по продуктивному горизонту фрио-5 (олигоцен). По В.С.Грассо.

I – контур газ-нефть; 2 – контур нефть – вода.

Во внутренней зоне Галф Коста соотношение несколько иное. Из 30 проанализированных месторождений 13 приурочены к опущенным крыльям согласных сбросов (Салливанс Лейк, Раминера юго-западная, Ливония, Воннет, Фот Маг, Клир Крик, Мидленд, Южный Ванкрофт, Паттерсон, Южный Тахам, Элис Шут, Плаймаут, Вики Линн), 5 – к поднятым крыльям согласных сбросов (Мэй, Фиг Ридж, Мерсу, Восточный Мидуэй, Северный Мишн Вэлли) и 12 – к поднятым крыльям несогласных

сбросов (Лок Оведжас, Маршалл, Раминера юго-западная, Боней, Галба Наварро, Албреч, Норт Уизер, Луиз, Мосшилл, Фаир, Минни Вок, Табаско).

Во всех месторождениях, по которым имеются данные о характере контактирования пород, нефте- или газонасыщенные горизонты одного блока контактируют по экранирующим сбросам с непроницаемыми глинами, известняками или мелом соседнего блока.

История и характер развития сбросов

Сведения об истории развития сбросов, развитых в периферийной зоне бассейна Галф Кост, содержатся во многих работах американских геологов. По всем сбросовым зонам они систематизированы в монографии под редакцией Г.Е.Муррея (55), который сделал вывод, что разрывные нарушения возникли в позднеюрское время, а затем периодически развивались на протяжении мела и кайнозоя. При этом периоды наиболее интенсивного роста сбросов совпадали с крупными региональными перерывами в осадконакоплении в предраннемеловое и предкайнозойское время (постседиментационный рост). Однако редко исследуется, происходило ли формирование сбросов на стадиях прогибания региона, хотя в отношении некоторых сбросов дается положительный ответ на этот вопрос. Кроме того, в опубликованных работах не освещается взаимоотношение конседиментационной и постседиментационной составляющей прироста амплитуды сбросов, а также не анализируются сходства и различия в истории развития согласных и несогласных сбросов.

Ниже попытаемся осветить некоторые из указанных вопросов, используя для этого крупномасштабные структурные карты, геологические профили и карты изопахит, прилагаемые к ряду опубликованных работ американских геологов.

По площади Талко имеется крупномасштабный профиль, по которому можно определить историю развития несогласного сброса Талко и согласного Сульфур Ривер (рис. 20, 21, табл. 5).

Мощности отдельных свит меловой системы в разных блоках определены с профиля (рис. 21). Прирост амплитуды сброса Талко за время отложения каждой свиты определяется как разность мощностей свиты в грабене и на южном блоке, а сброса Сульфур Ривер — как разность мощностей в грабене и на северном блоке. Анализ данных о приросте амплитуд обоих сбросов за позднемеловое и кайнозойское время (табл. 6) позволяет сделать следующие выводы:

Амплитуда сбросов Талко и Сульфур Ривер по
различным горизонтам

Горизонты	Амплитуда сбросов, м	
	Талко	Сульфур Ривер
Кровля верхнего мела	120	150
Кровля нижнего мела	240	180
Кровля кры	470	340

1. Формирование обоих сбросов (согласного и несогласного) происходило почти непрерывно в меловое и кайнозойское время, хотя и неравномерно. Так как основными несогласиями являются предраннемеловое, предпозднемеловое и предкайнозойское, то прирост амплитуды сбросов за время отложения свит, не затронутых этими перерывами (глен розе, палукси, фредериксбург, игл форт, остин, броунстоун, тейлор, пекай геп и марлбрук), является конседиментационным. Этот прирост для сброса Талко составляет 270 м (59%), а для Сульфур Ривер - 136 м (40%), так как конседиментационный рост сбросов несомненно происходил и при отложении пограничных с несогласиями свит (травис пик, уошито, вудбайн, накаточ, аркадельфия и в кайнозое), величину которого количественно определить по профилю (рис. 21) не представляется возможным. Действительная конседиментационная составляющая прироста амплитуды сбросов является значительно большей и, по-видимому, достигает около 80-90% для сброса Талко и 70-80% - для сброса Сульфур Ривер.

2. Амплитуда по верхним горизонтам несогласного сброса Талко меньше, чем согласного сброса Сульфур Ривер, а по нижним горизонтам (поверхность кры) - наоборот (табл. 5). На протяжении истории развития взаимоотношение между этими сбросами было таково: несогласный сброс Талко в ранне- и позднемеловое время развивался интенсивнее, чем в кайнозое (прирост амплитуды его составил в раннемеловое время 50,4%, в позднемеловое - 25,7%, в кайнозое - 23,9%), а согласный сброс Сульфур Ривер, наоборот, в кайнозое усилил интенсивность роста (прирост амплитуды его за раннемеловое время составил 39,6%, позднемеловое - 16,8%, кайнозойское - 43,6%). Такое различное изменение интенсивности роста согласного и несогласного сбросов, по-видимому, связано с различными причинами их возникновения, проявление которых изменялось со временем.

Т а б л и ц а 6

Прирост амплитуды сбросов Талко и Сульфур Ривер

Горизонты	Мощность, м			Прирост ам- плитуды сбросов, м	Прирост ам- плитуды, %		
	Южный блок	Гра- бен	Север- ный блок	Талко	Суль- фур Ривер	Талко	Суль- фур Ривер
Травис пик	364	372	372	8	0	1,7	0
Глен розе	483	535	493	61	44	13	13
Палукси+Фредерик- сбург	156	270	193	112	75	24,4	22,1
Уошито	186	238	223	52	15	11,3	4,5
Всего за нижний мел				233	134	50,4	39,6
Будбайн	200	221	178	22	29	4,8	8,6
Игл форт	134	167	171	33	8	7,2	2,4
Остин	171	220	193	33	8	7,2	2,4
Броунстоун+тей- лор+пекан геп	216	238	208	22	10	4,8	0
Марлбрук	119	127	134	8	0	1,7	0
Накаточ+арна- дельфия	193	193	171	0	8	0	2,4
Всего за верхний мел				118	53	25,7	16,8
Кайнозой				120	150	23,9	43,6
Всего за мел и кайнозой				461	337	100	100

3. Поскольку сброс Талко интенсивно формировался в меловой период, в том числе и непосредственно во время осадконакопления, то и ловушка для нефти в свите палукси на одноименном месторождении формировалась в это же время. Последнее вытекает из того, что сброс Талко является составной частью ловушки; другая ее составляющая — моноклиинальный наклон слоев в сторону оси бассейна, который также формировался одновременно с осадконакоплением.

Теперь рассмотрим историю и характер развития сбросов в пределах месторождения Джилбертаун. В западной части его имеется два основных сброса — несогласный сброс Джилбертаун западный и согласный Ленсгдейл (рис. 23). В соответствии с крупномасштабным профилем по линии А-А¹ (рис. 24) амплитуда этих сбросов изменяется следующим образом (в метрах):

	Джилбертаун западный	Ленсгдейл
Кровля свиты зутау	150	20
" селма	98	16
" нахеола	72	12
Подшва палеогеновых отложений	40	8

Из этих данных следует, что в бесперерывном интервале разреза верхнего мела от кровли свиты нахеола до кровли свиты зутау амплитуда несогласного сброса Джилбертаун западный увеличивается на 78 м, а согласного сброса Ленсгдейл - на 8 м. Эти цифры характеризуют величину конседиментационного роста сбросов за время отложения свит селма, портерс крик и нахеола; в процентном отношении прирост составляет для сброса Джилбертаун западный 52% и для сброса Ленсгдейл - 40% амплитуды по кровле свиты зутау в современном структурном плане. Фактически, с учетом конседиментационного роста сбросов при отложении пограничных с несогласиями свит эти величины будут значительно большими.

Другой пример представлен на профиле В-В^I (рис. 25), который пересекает согласный сброс Джилбертаун восточный № 2 и несогласный - Джилбертаун восточный № I. Эти сбросы характеризуются следующими амплитудами (в метрах):

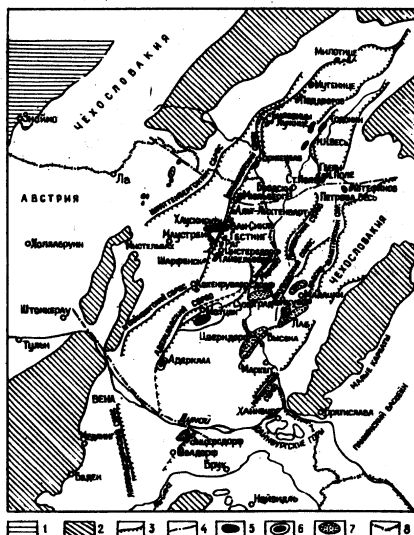
	Джилбертаун восточный № I	Джилбертаун восточный № 2
Кровля свиты зутау	226	167
" селма	122	88
" нахеола	62	46

Следовательно, за время отложения свит зутау, селма и нахеола, залегающих согласно, конседиментационный прирост амплитуды несогласного сброса Джилбертаун восточный № I составил 164 м, а согласного Джилбертаун восточный № 2 - 121 м, что в обоих случаях соответствует 72% общей амплитуды сброса по кровле свиты зутау. На конседиментационный характер развития сбросов во время отложения свиты селма на площади Джилбертаун указывает также А.М.Каррент (41). Таким образом, и на данной площади несогласный сброс характеризуется большей амплитудой, чем сопряженный с ним согласный, и, кроме того, величина конседиментационной составляющей прироста амплитуды сбросов больше постседиментационной.

ВЕНСКИЙ БАССЕЙН

Венский бассейн представляет собой типичную межгорную впадину, вытянутую в северо-восточном направлении и расположенную между складчатыми сооружениями Альп и Карпат. Длина бассейна 200 км, ширина - до 60 км. Западная, большая по площади часть бассейна расположена на территории Австрии, а восточная - на территории Чехословакии (рис. 36).

Фундамент бассейна представлен породами палеогена, мела и более древними, слагающими на обрамлении его складчатые сооружения Альп и Карпат. При этом в западной части впадины фундамент представлен эоцен-меловым флишем и образованиями вашберг-никольсбург олигоцена, а в восточной - карбонатными отложениями юры и триаса (рис. 37). Осадочный комплекс Венского бассейна сложен породами миоцена и плиоцена. В миоцене выделяются ярусы (снизу вверх): бурдигальский, гельветский, тортонский и сарматский, а в плиоцене - паннонский (табл. 7). Следует отметить, что бурдигальский ярус выделяется не всеми исследователями, поэтому на приводимых разрезах он отсутствует (рис.

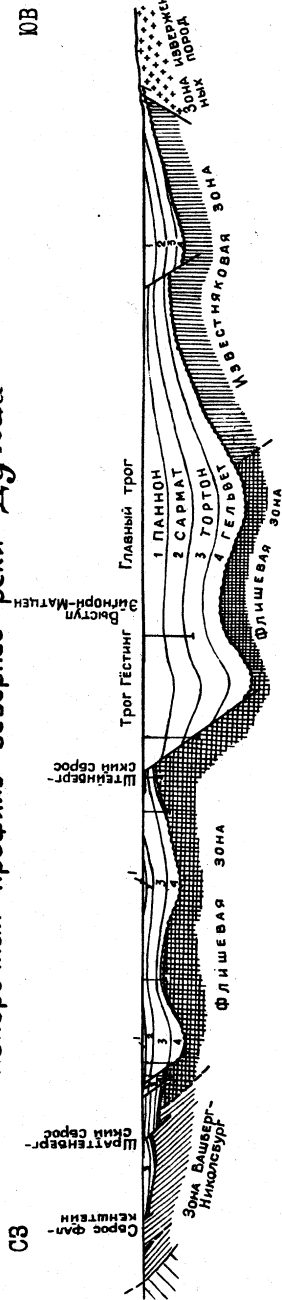


**Рис. 36. Венский бассейн.
Тектоническая схема.**

По Г.Н.Доленко.

- 1 - Чешский массив; 2 - складчатое сооружение Восточных Альп и Западных Карпат; 3 - наиболее крупные продольные сбросы;
- 4 - крупные поперечные нарушения;
- 5 - нефтяные месторождения;
- 6 - газо-нефтяные месторождения;
- 7 - газовые месторождения;
- 8 - государственная граница.

Поперечный профиль севернее реки Дунай



Поперечный профиль южнее реки Дунай

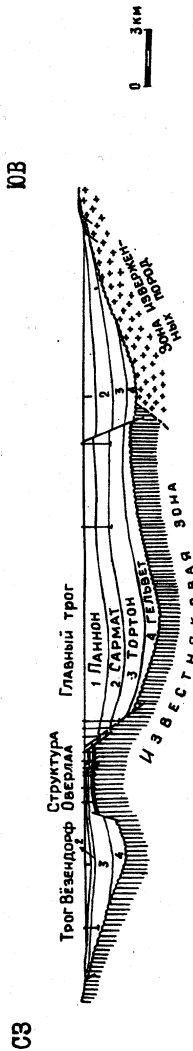


Рис. 37. Веноский бассейн. Региональные геологические профили. По Р. Яношеку, 1958.

37). По площади бассейна наблюдаются характерные изменения мощностей и фаций образований миоцен-плиоцена: в центральных опущенных частях впадины мощность осадков максимальная (до 6000 м), причем преобладают глинистые и мергелистые фации, в прибортовых частях бассейна происходит уменьшение общей мощности осадочного чехла (150–1500 м) и при этом состав пород становится более грубозернистым. В прибортовых зонах в разрезе осадочного чехла имеется ряд несогласий. В осевой части бассейна отложения ланнона, сармата и тортона залегают согласно, а границы тортон — гельвет и гельвет — бурдигал — несогласные.

Основой тектонического строения Венского бассейна являются крупные продольные сбросы, придающие ему черты типичного грабена. Большинство сбросов наклонено к осевой части прогиба под углом 50° – 70° . В западной части бассейна проходят Шраттенбергский и Штейнбергский сбросы, в восточной — Святоянский, Годонин-Гобельский, Лабско-Шаттинский и др., в осевой — Адерклааский. Все они характеризуются длительной историей развития, вследствие чего разделяют участки с различными мощностями и литологическим составом отдельных ярусов осадочного чехла. К сбросам и присбросовым зонам дислокаций вблизи них приурочены основные зоны нефтегазо-накопления рассматриваемого региона. Именно вблизи основных сбросов развито подавляющее количество локальных структурных форм (антиклинади, купола, подкупола, структурные носы, наклонные блоки), являющихся основными ловушками для нефти и газа.

Нефтегазоносность Венского бассейна выявлена по всему вскрытому стратиграфическому разрезу от эоценового флиша до паннонского яруса плиоцена. Однако наибольшие запасы нефти и газа приходятся на отложения миоцена, где продуктивны все его ярусы. Меньшие запасы углеводородов приурочены к паннону. В последние годы значительное количество залежей нефти открыто в отложениях эоцен-мезозойского дислоцированного флиша (Адерклаа, Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Шенкирхен Тиф, Бритенли, Протесс Тиф).

Рассмотрим строение месторождений, где залежи приурочены к ловушкам тектонически экранированного типа.

Большое количество таких месторождений приурочено к Штейнбергскому сбросу, особенно к его средней части, называемой Цистерсдорфской зоной поднятий и расположенной на территории Австрии (рис. 38). Штейнбергский сброс является согласным сбросом, наклоненным к востоку под углом от 50° на глубине 500 м и до 70° на глубине 1500 м. Максимальная амплитуда его наблюдается в районе

Т а б л и ц а 7

Схематический литолого-стратиграфический разрез
Венского бассейна (по Г.Н.Доленко с упрощением)

Отдел	Ярус	Подъярус	Литологический состав	Мощность, м
Плиоцен	Паннон	Верхний	Пестроцветная толща: глины, пески, галечники, известняки	До 300
		Средний	Мергели и глины с прослоями песков, песчаников и лигнита	200-250
		Нижний	Мергели, пески, лигниты	200-600
Миоцен	Сармат	Верхний	Мергели, пески, песчаники, глины, известняки, конгломераты	100-1000
		Нижний		100-1000
	Тортон	Верхний	Мергели, пески, песчаники, известняки	50-1000
		Нижний	Мергели, пески, песчаники, базальные конгломераты	600-800
	Гельвет		Фашия грундер: пески с прослоями мергелей. Фашия шиф: мергели с мало-мощными прослоями песчаников; конгломераты, брекчии	300-1000
	Бурдигал	Верхний	Глины с прослоями песков, базальные конгломераты и песчаники	До 800
		Нижний		150-300
Палеоген, мезозой			Флин	

Цистерсдорфа и составляет по сармату 2000 м. В более древних отложениях амплитуда сброса увеличивается, а вверх по разрезу уменьшается, так что по поверхностным антропогеновым отложениям сброс не проявляется. Вдоль сброса в опущенном восточном крыле его прослеживается цепочка локальных поднятий, разобъединенных узкими синклинальными прогибами. С большинством из этих поднятий связаны место-

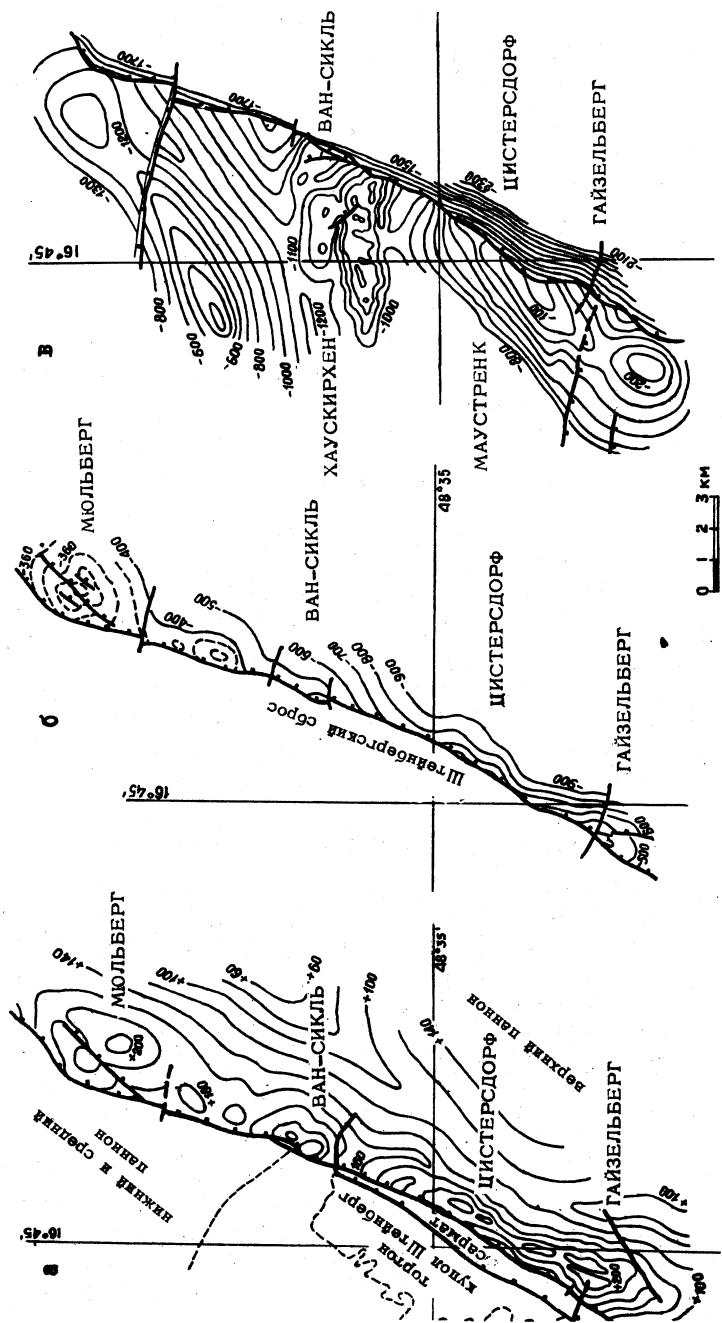


Рис. 38. Цистерсдорфская зона поднятий. Структурные карты. По Р. Яноуку, 1958.

а - по верхнепаннонскому реперу (с поверхностной геологией); б - по кровле сармата; в - по поверхности фундамента.

рождения нефти и газа: Мюльберг, Раг, Гёстинг, Ван-Сикль, Гайзельберг и др. Для данных площадей характерно, что по верхним горизонтам здесь наблюдаются замкнутые куполовидные поднятия (рис. 38,а). У последних с глубиной исчезают западные крылья, и они превращаются в полукупола или структурные носы, прислоненные к Штейнбергскому сбросу (рис. 38,б,в), которые в сочетании со сбросовым экраном часто образуют ловушки тектонически экранированного типа.

Большинство месторождений с тектонически экранированными ловушками в Венском бассейне расположено на опущенных крыльях согласных сбросов (Гайзельберг, Раг, Гёстинг, Ван-Сикль, Хохенрупперсдорф, Альт-Лихтенварт, Бржецлав, Биловице-Жижков, Бродске, Лукице), и лишь изредка они расположены на поднятых крыльях несогласных сбросов (Годонин, Гбели). При этом залежи обеих групп располагаются на крыльях сбросов, обращенных в сторону осевой части бассейна, за исключением месторождения Биловице-Жижков, где небольшие залежи нефти приурочены к обоим крыльям экранирующего сброса.

Месторождение Гайзельберг является нефтегазовым. Открыто в 1938 г. В тектоническом отношении площадь его по верхним горизонтам (паннонский ярус) представляет собой куполовидное поднятие с размерами 3 x 2 км и амплитудой 90 м, расположенное в опущенном крыле Штейнбергского сброса (рис. 38,а; 40). С глубиной в отложениях сармата, тортона и по фундаменту западное крыло этого поднятия исчезает и оно превращается в полукупол, ограниченный Штейнбергским сбросом (рис. 38,б,в; 39, 40). Купол и полукупол разбиты мелкими согласными сбросами, параллельными основному разлому.

Нефтеносными являются отложения сармата (10 горизонтов) и в меньшей степени тортона (5 горизонтов). Небольшие массивные залежи нефти содержатся в породах флиша. Газовые залежи приурочены к сармату (два горизонта) и нижнему паннону (один горизонт). Кроме того, некоторые нефтяные горизонты имеют небольшие газовые шапки. Начальные дебиты на месторождении составляли: нефти - 50-120 т в сутки, газа 50-75 тыс.м³/сутки. Все залежи являются тектонически экранированными: ловушки образованы полукуполом и Штейнбергским сбросом. Продуктивные горизонты по сбросу контактируют с метаморфизованными непроницаемыми породами палеогенового флиша.

Месторождение разрабатывается с 1938 г. Суммарная добыча нефти к концу 1957 г. составила 2,62 млн.т.

Месторождение Ван-Сикль открыто в 1938 г. (рис. 38). Оно во многом сходно с месторождением Гайзельберг. Основная нефтенос-

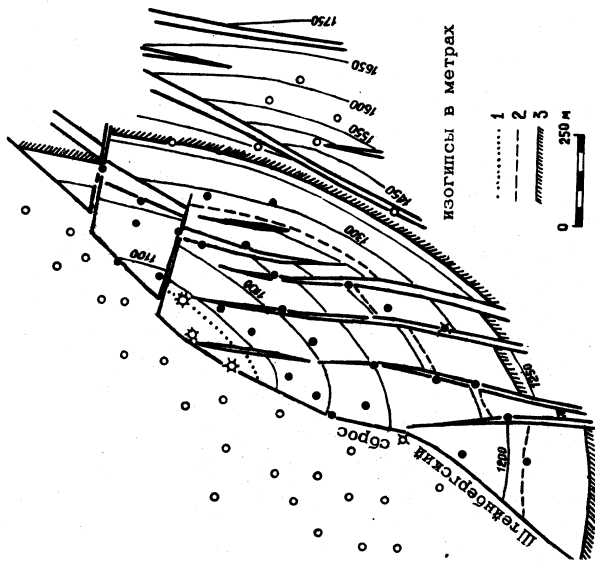


Рис. 39. Месторождение Гайзельберг. Структурная карта по 18-му горизонту (сармат). По Р. Яношеку, 1958.

1 - контур газ-нефть; 2 - современный контур нефть-вода; 3 - начальный контур нефть-вода.

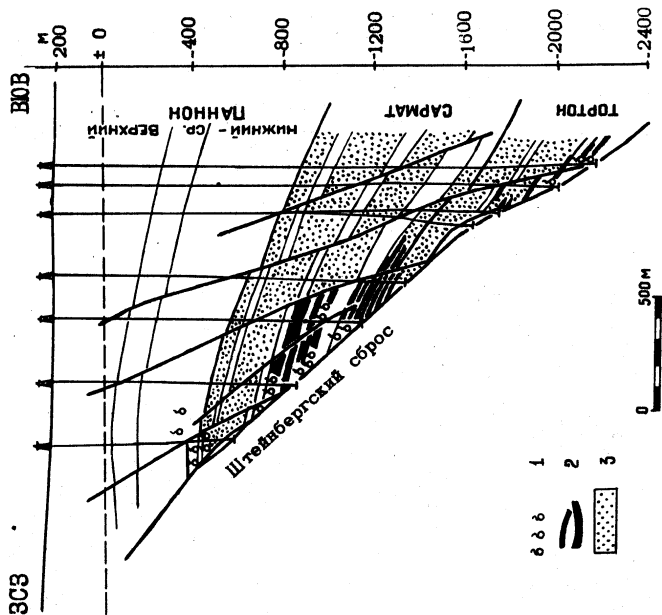


Рис. 40. Месторождение Гайзельберг. Геологический профиль. По Р. Яношеку, 1958.

1 - газ; 2 - нефть; 3 - водонасыщенные песчаники.

ность связана с сарматским ярусом, где насчитывается 14 продуктивных песчаных горизонтов. Кроме того, имеется два нефтеносных горизонта в тортоне и один в панноне. Ловушка на месторождении образована полукуполом и Штейнбергским сбросом.

Кроме месторождений Гайзелберг и Ван-Сикль к австрийской части Штейнбергского сброса приурочено еще несколько месторождений подобного же типа: Раг, Мольберг, Гёстинг, Хохенгрупперсдорф, Альт-Лихтенварт и др. Суммарная добыча нефти к концу 1957 г. составила: на месторождении Гёстинг - 1,8 млн. т и Раг - 0,6 млн. т.

На территории Чехословакии к зоне Штейнбергского сброса приурочены месторождения Бржецлав, Биловице-Жижков и др.

Месторождение Биловице-Жижков расположено в северной части зоны Штейнбергского сброса у места его сближения с Шраттенбергским сбросом. Сарматские отложения образуют на площади брахиантиклиналь, а тортонские - полукупол (рис. 41). Залежи нефти и газа

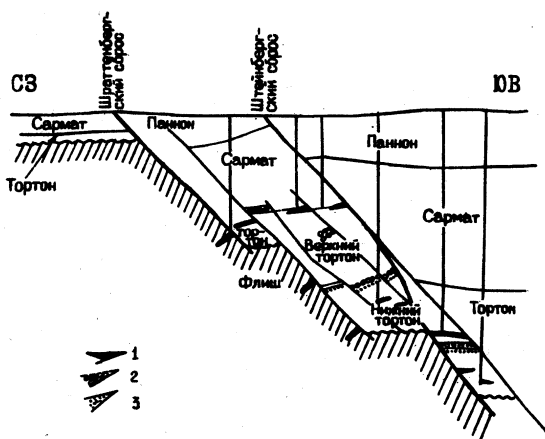


Рис. 41. Месторождение Биловице-Жижков. Геологический профиль. По М. Длабачу.

1 - нефть; 2 - газ; 3 - вода.

ной части Венского бассейна, в основном на территории Чехословакии. Это такие месторождения, как Годонин, Бродске, Лужице, Гбели, Петрова Вель, Штефанов. Правда, по запасам они более мелкие, чем месторождения зоны Штейнбергского сброса.

Месторождения Годонин и Гбели характеризуются отличным от вышеописанных строением (рис. 43). Оба месторождения приурочены к Годонино-Гбельскому несогласному сбросу (плоскость сбрасывае-

экранируются Штейнбергским сбросом и расположены на обоих его крыльях. Продуктивными являются отложения тортон и сармата. На месторождении Бржецлав (рис. 42) тектонически экранированные залежи расположены только на опущенном крыле Штейнбергского сброса.

Залежи в тектонически экранированных ловушках имеются также в восточ-

ля наклонена к востоку при региональном наклоне слоев к западу). Залежи нефти (некоторые с небольшими газовыми шапками) расположены на поднятых крыльях несогласных Годонино-Гобельского и дополнительного сбросов и экранируются ими. Продуктивные горизонты на месторождениях контактируют по сбросам с осадочными породами миоцена соседних блоков. Кроме залежей в ловушках тектонически экранированного типа на месторождении Годонин имеются залежи в стратиграфических и литологических ловушках. По запасам оба месторождения мелкие.

х х х

История нефтяной промышленности Венского бассейна начинается с 1913 года, когда было открыто месторождение Гобели. Основанием для заложения здесь мелких скважин послужили естественные выходы газа и сернистых источников. В 1920 г. было открыто месторождение Годонин. Это явилось стимулом к постановке поисково-разведочных работ и в австрийской части бассейна, приведших к открытию в 1932 г. месторождения

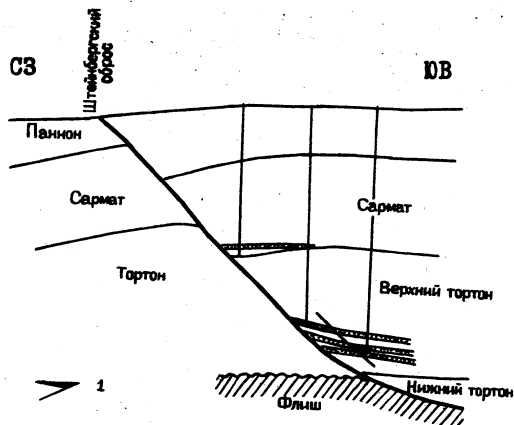


Рис. 42. Месторождение Бржецлав. Геологический профиль. По М.Длабачу.

I - нефть.

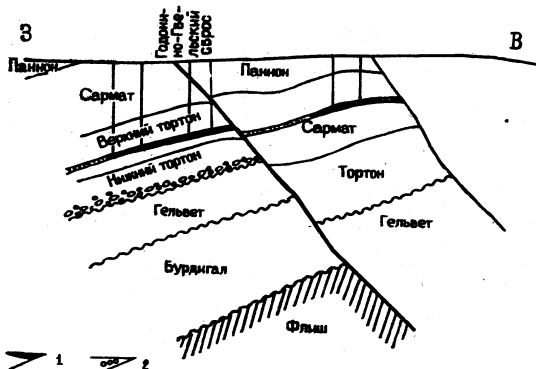


Рис. 43. Месторождение Гобели. Геологический профиль. По М.Длабачу.

I - нефть; 2 - газ.

Гёстинг, в 1937 г. - Раг, а в 1938 г. - Гайзельберг. Разведочные скважины в этот период закладывались в основном по данным геологической съемки и структурного бурения.

В 1938-1944 гг. с внедрением сейсморазведки и гравиразведки были открыты новые месторождения: Мюльберг, Маустренк, Альт-Лихтенварт и др. В 1949 г. советские нефтяники открыли самые крупные месторождения Венского бассейна - Матцен и Адерклаа, связанные с брахиантиклинальными складками приразломного типа. В послевоенный период выявлен также ряд мелких месторождений на территории Чехословакии: Лужице, Бродске, Петрова Весь, Штефанов и др.

История формирования ловушек. Основой образования тектонически экранированных ловушек, с которыми в Венском бассейне связана примерно половина известных месторождений, являются региональные продольные сбросы: Штейнбергский, Годонино-Гбельский, Лужицко-Бродский и др. Они формировались на протяжении всей истории развития Венского бассейна - от среднего миоцена до плиоцена включительно. Это положение обосновывается М.И.Варенцовым (7), Р.Яношечком (47), А.Т.Кротовичем (26), Г.Штовассером (65), К.Фридлем (35).

В период прогибания бассейна развитие сбросов происходило конседиментационно, а во время региональных подъемов в предгельветское, предтортонское и особенно в послепаннонское (предантропогеновое) время - постседиментационно.

Так, прирост амплитуды Штейнбергского сброса за счет конседиментационного формирования за тортонское и сарматское время, по данным Г.Штовассера (65), на участке структуры Мюльберг составляет 820 м (рис. 44,б,в), а предантропогеновый постседиментационный прирост амплитуды его равен 350 м (рис. 44,г), т.е. последний составляет 30% общей амплитуды. На структуре Гёстинг эти величины соответственно равны 2900 м (рис. 45,б,в) и 1500 м (рис. 45,г), т.е. конседиментационная составляющая прироста амплитуды сброса по подошве тортонского яруса достигает 34%. Примерно такие же соотношения роста в разные периоды наблюдаются и у других сбросов Венского бассейна.

В антропогеновое время, как указывают Г.Н.Доленко (19) и другие исследователи, формирование продольных разломов уже не происходило - покров этих отложений мощностью 50-100 м и более сбросами не затронут.

Одновременно со сбросами, как видно из палеотектонических профилей (рис. 44, 45), в опущенных крыльях их формировались брахиантиклинали, купола и полукупола. Исторически и генетически они связаны со сбросами (65).

Из всего этого можно сделать вывод, что тектонически экранованные ловушки на месторождениях Венского бассейна являются древними, так как обе составные части их - сброс и полукупол - по каждому продуктивному горизонту формировались одновременно с осадконакоплением и вслед за ним, хотя в конце неогена они значительно увеличили свои амплитуды. Следовательно, благоприятные структурные условия для формирования залежей нефти здесь существовали уже в тортонском и сарматском веках.

ДРУГИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ РЕГИОНЫ (ВПАДИНЫ МАГДАЛЕНСКАЯ, САН-ХОАКИН, ИЛЛИНОЙСКАЯ, РЕЙНСКИЙ И СУЭЦКИЙ ГРАБЕНЫ И ДР.)

Магдаленская впадина (Колумбия)

Территория Колумбии занимает северную часть складчатых сооружений Анд, которые состоят из отдельных горных хребтов и разделяющих их межгорных впадин субмеридионального простирания. Наиболее крупной из них, в которой сосредоточены основные нефтяные месторождения страны, является Магдаленская впадина (рис. 46). Она расположена между складчатыми сооружениями Центральных и Восточных Кордильер.

Магдаленская впадина выполнена мощной толщей меловых, палеогеновых и неогеновых отложений, которые смяты в складки субмеридионального простирания. Верхние меловые отложения сложены чередующимися глинистыми сланцами, глинами, известняками и мергелями, палеоцен и эоцен - глинами и песчаниками, а олигоцен - преимущественно глинами с лудчиненными прослоями известняков и песчаников. Мiocен-плиоценовые отложения представлены песчаниками, известковыми глинами и конгломератами. Третичные отложения, за исключением олигоцена, являются континентальными осадками, а меловые - морскими.

Основные продуктивные горизонты во впадине приурочены к песчаным коллекторам миоцена, олигоцена и эоцена. Главными месторождениями являются Инфантес, Ла-Сира, Касабе-Галан, Веласкес, Бутурама, Тотумал, Кантагальо, Колорадо и др. Большинство из них связано с брахиантиклинальными складками, а на месторождениях Кантагальо и Веласкес ловушки для нефти образованы сбросами. Рассмотрение строения этих месторождений.

Месторождение Кантараль открыто в 1943 году. Площадь была подготовлена к бурению сейсморазведкой. Нефть приурочена к эоценовым песчаникам. В тектоническом отношении по третичным отложениям площадь представляет собой моноклинали, наклоненную к востоку и осложненную одним крупным продольным согласным сбросом северо-восточного простирания и несколькими мелкими поперечными (рис. 47, 48). Залежи нефти приурочены к юго-восточному опущенному крылу основного сброса. Ловушки замыкаются с запада основным сбросом, на востоке — моноклиналильным наклоном слоев, на севере — изгибом основного сброса к востоку (на рис. 47 это не показано) и на юге — поперечными сбросами. Глубина залегания основного продуктивного горизонта 1300-2200 м. Продуктивные горизонты эоцена опущенного крыла контактируют по сбросу с плотными метаморфизованными породами докембрового фундамента. Строение площади по меловым отложениям бурением не изучено.

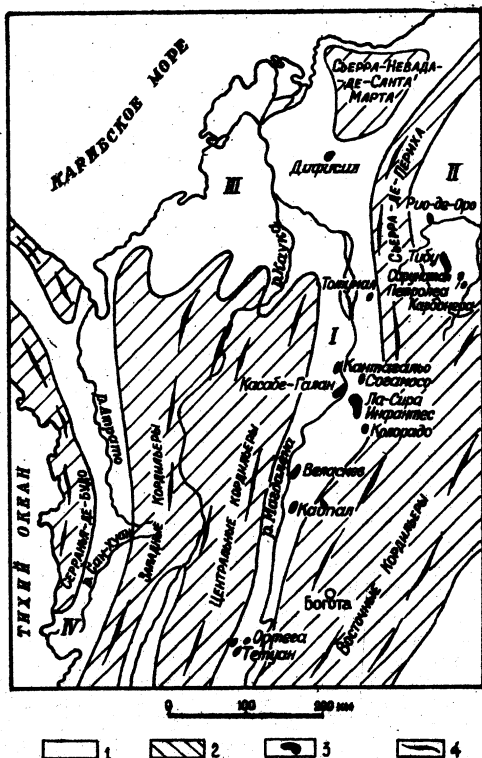


Рис. 46. Схема тектоники Колумбии.
По А.А.Бакирову, 1959.

I — области мекторных впадин; 2 — области поднятий складчатых сооружений; 3 — нефтяные месторождения; 4 — простирания зон антиклиналей. Нефтегазоносные области: I — Магдаленская, II — Мараканская; III — Прикарибская; IV — При-тихоокеанская.

Плотность нефти на месторождении 0,93. Общая добыча с начала разработки и до конца 1958 г. составляет 0,92 млн.т.

Месторождение Веласкес открыто в 1946 г. Скважина-первооткрывательница была заложена на основании данных сейсморазведки, установившей наличие сбросов. Разрез месторождения сложен континентальными осадками плиоцена, миоцена, олигоцена и эоцена. Последние залегают на домеловом метаморфизованном фундаменте. Отложения мела в пределах месторождения отсутствуют.

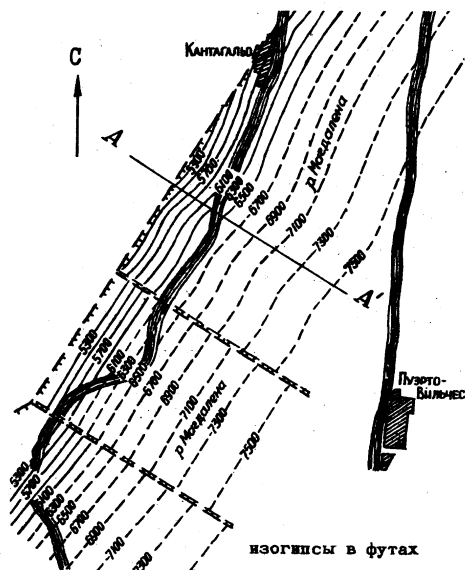


Рис. 47. Месторождение Кантагальо. Структурная карта по кровле песчаников свиты кантагальо (эоцен).

По Л.Г.Моралису, 1961.

Ловушки для нефти образованы моноκлиальным наклоном слоев, основным продольным и мелкими поперечными сбросами и приурочены к опущенному крылу основного сброса. Продуктивные горизонты сосредоточены преимущественно в отложениях эоцена, есть также нефть в олигоцене. Общая мощность продуктивной толщи составляет 900 м. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1200–1800 м. Коллекторские свойства песчаников невысоки. Нефть асфальтовая, плотность ее 0,88–0,94 в эоцене и 0,94–0,97 в олигоцене. В общем плотность нефти уменьшается с глубиной залегания и вниз по падению пород. Пластовые давления в залежах близки к гидростатическим.

Все сбросы на месторождении Веласкес в настоящее время являются экранами, так что в каждом блоке и горизонте свои контуры нефтеносности и водо-нефтяные контакты. Сбросы являются экранами

В тектоническом отношении площадь представляет собой пологую моноκлиаль, наклоненную к юго-востоку (рис. 49, 50) и осложненную основным сбросом субмеридионального простирания и более мелкими поперечными. Все сбросы не распространяются в плиоцен-плейстоценовые образования, несогласно перекрывающие отложения миоцена. Нефтеносная площадь Веласкес протягивается вдоль главного сброса на 15 км. Ни южная, ни северная граница месторождения еще не установлена.

Ловушки для нефти образованы моноκлиальным наклоном слоев, основным продольным и мелкими поперечными сбросами и приурочены к опу-

для нефти, несмотря на то, что продуктивные горизонты иногда контактируют с водоносными песчаниками соседнего блока (рис. 50).

На месторождении Веласкес в 1964 г. добыто 0,93 млн. т нефти, и общая добыча к этому году составила 11,3 млн. т. Начальные запасы нефти оцениваются в 29 млн. т.

Грабен Реканково (Бразилия) является южной составной частью более крупного грабена Баийя. Он расположен в восточной периферийной части докембрийского Бразильского щита у побережья Атлантического океана. Грабен выполнен терригенными отложениями юры, мела и плиоцена общей мощностью около 5 км. Он имеет меридиональное простирание, с запада и востока ограничивается глубинными разломами, причем амплитуды их существенно различаются: восточного разлома — 4000 м, а западного — в 10–13 раз меньше.

Осадочный комплекс, выполняющий грабен, по системе сбросов в общем моноκлинално погружается с запада на восток, образуя при этом ряд выступов и впадин. Подчиненное значение имеют поперечные сбросы. Залежи нефти и газа приурочены к меловым отложениям.

Здесь наряду с ловушками антиκлиналного типа и литологически экранированными выявлены ловушки тектонически экранированного типа на моноκлиналях. Таково месторождение Лобато. Оно открыто в 1944 г., расположено у восточного краевого разлома и связано с моноκлинално залегающими породами мела. Месторождение вытянуто вдоль сброса на расстояние 360 м при ширине 240 м. Глубина залегания продуктивного горизонта равна 200 м, а мощность — 18–20 м. По сбросу он контактирует с докембрийскими породами фундамента, находясь в опущенном крыле его.

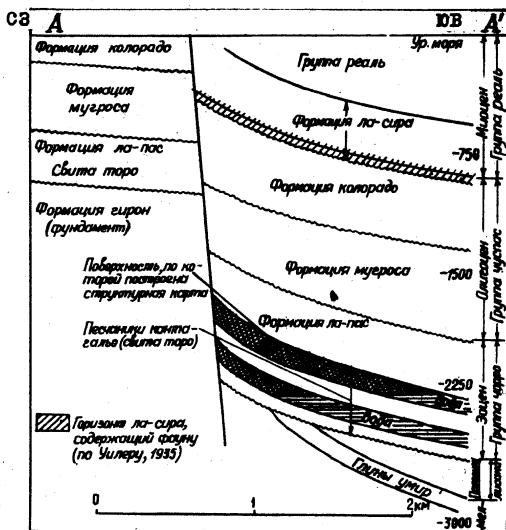


Рис. 48. Месторождение Кантагальо. Геологический профиль. По Л.Г. Моралису, 1961.

Бассейн Неукен (Аргентина) выполнен отложениями триаса, юры, мела и третичной системы. Среди других типов залежей здесь имеются и тектонически экранированные. Они связаны с продольными сбросами, осложняющими моноклинальные склоны крупного свода Дарсаль. Продуктивными являются пресные отложения.

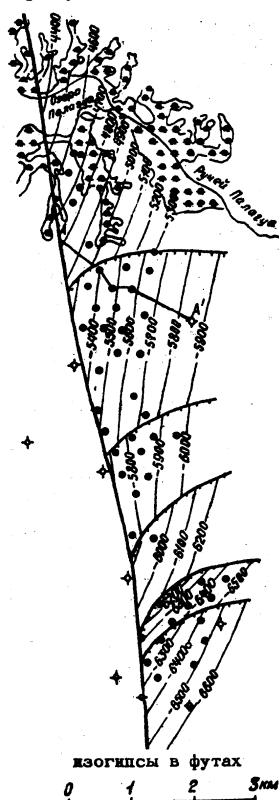


Рис. 49. Месторождение Веласкес. Структурная карта.

По Л.Г.Моралису, 1961.

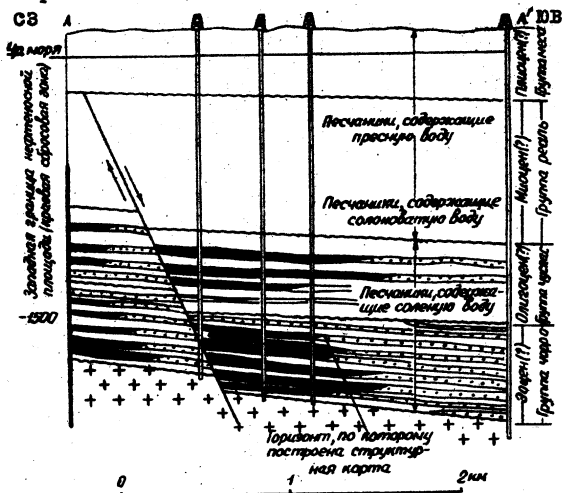


Рис. 50. Месторождение Веласкес. Геологический профиль. По Л.Г.Моралису, 1961.

Остров Тринидад. Здесь основные месторождения приурочены к впадине Сипариа, выполненной кайнозойскими отложениями (палеоцен-плиоцен). Среди других типов залежей развиты и тектонически экранированные на моноклиналях. Большинство из них приурочено к региональному сбросу Лос-Баджос, причем располагаются они на северном и южном крыльях (месторождения Поинт-Фортин, Дьябло, Куинам и другие). Продуктивными являются песчаники миоцена.

Бассейн Прибрежной низменности (Перу) в тектоническом отношении является предгорным прогибом. На западе он погружается под воды Атлантического океана. Бассейн выполнен отложениями мела и кайнозоя. На ряде месторождений нефти и газа этого региона (Зорритос, Лос-Органос и др.), расположенных в северной части Перу-

анского побережья, ловушки образованы сбросами, осложняющими моноклинали. Продуктивные горизонты залегают на глубине 90-450 м и приурочены к песчаникам миоцена. Месторождения мелкие.

Впадина Сан-Хоакин (штат Калифорния, США) в геотектоническом отношении представляет собой предгорный прогиб системы Береговых хребтов. Она простирается в субмеридиональном направлении и имеет размеры 400 x 80 км. Осадочный чехол впадины сложен образованиями мела, палеогена, миоцена и плиоцен-плейстоцена. Западный борт ее более крутой, а восточный - пологая моноклираль, сравнительно слабо осложненная сбросами и связанными с ними поднятиями. Сбросы преимущественно малоамплитудные и несогласные: сбрасыватели их наклонены на восток, а породы - на запад. С участками этих сбросов в южной части восточного борта впадины Сан-Хоакин связана группа месторождений с залежами в ловушках тектонически экранированного типа - Раунд-Маунтейн, Маунт-Позо, Вест Эдисон и др. Залежи в них расположены на западных поднятых крыльях сбросов, обращенных в сторону осевой части впадины.

На месторождении Маунт-Позо (рис. 51, 52) открыты две нефтяные залежи в песчаниках веддер (нижний миоцен). Ловушки образованы моноклиральным наклоном слоев к западу и изогнутым (выпуклым к востоку) продольным несогласным сбросом, который состоит из нескольких отдельных нарушений. Амплитуды сбросов невелики. Глубина залегания продуктивных горизонтов составляет 480-630 м. Подстидают их морские отложения нижнего миоцена и немор-

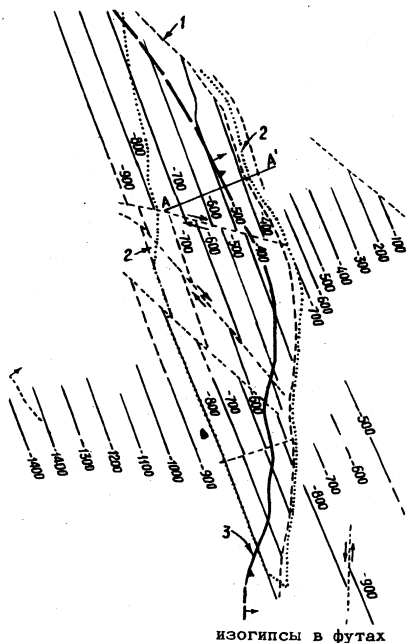


Рис. 51. Месторождение Маунт-Позо. Структурная карта по продуктивному горизонту в миоцене. По А.Дипенброку, 1961.

1 - линия пересечения поверхности сброса и кровли зоны веддер; 2 - граница продуктивной площади; 3 - линия сброса Маунт-Позо на поверхность.

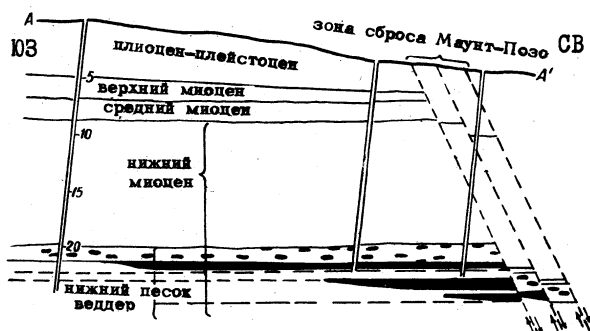
ские образования эоцена мощностью 300 м, перекрывающие гранитный фундамент. Плотность нефти на месторождении Маунт-Позо равна 0,95–0,97. Извлекаемые запасы ее составляют 17,8 млн.т.

Месторождение Раунд-Маунтейн во многом сходно с предыдущим: ловушка для нефтяной залежи в песчаниках веддер образована моноклиналью и изогнутыми продольными сбросами.

На месторождении Вест Эдисон нефтеносными являются песчаники свиты чэнэк (мио-плиоцен). Ловушки образованы сложной системой сбросов и моноклиальным наклоном слоев.

Р.Р.Симонсон (33) связывает со впадиной Сан-Хоакин большие перспективы открытия новых тектонически и стратиграфически экранированных залежей нефти на моноклиналях. В то же время возможности выявления новых антиклинальных поднятий здесь ограничены.

Иллинойский бассейн (США) в тектоническом отношении представляет собой внутриплатформенную впадину, расположенную на



Североамериканской платформе. Он выполнен отложениями кембрия, ордовика, силура, живета и карбона. Нефтегазосность связана в основном с отложениями карбона и в меньшей степени с ордовиком, силуром и девоном. Среди других типов залежей в Иллинойской

Рис. 52. Месторождение Маунт-Позо. Геологический профиль. По А.Дипенброку, 1961.

впадине развиты и тектонически экранированные, имеющие, правда, весьма небольшое значение в общем балансе добычи нефти и газа по этому региону. Приурочены они к сбросовой зоне Раф Крик, осложняющей южную прибортовую часть впадины.

Сбросовая зона Раф Крик представляет собой сложную систему субширотных согласных сбросов, которым часто сопутствуют локальные поднятия. Залежи углеводородов приурочены как к этим поднятиям, так и к тектонически экранированным ловушкам непосредственно на моноклиальных участках. А.А.Бакиров (II) указывает, что в этой зоне основные месторождения нефти приурочены к северным опущенным крыльям сбросов, обращенных к центру впадины. На южных

поднятых крыльях сбросовой зоны не обнаружены сколько-нибудь значительные залежи нефти и газа.

Суэцкий грабен является северо-западной составной частью грабена Красного моря. Его длина 350 км, ширина 50 км. Осевая часть грабена занята водами Суэцкого залива. Выполнен он толщей (более 2 км) палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений. Все открытые здесь месторождения (а их более 20) расположены в северо-восточной и юго-западной прибрежных зонах, а также частично в акватории залива. Залежи нефти приурочены к песчаникам нубийской серии (нижний мел-карбон) и отложениям миоцена и эоцена. Ловушки служат антиклинали, сильно нарушенные сбросами, и наклоненные блоки пород. И те, и другие связаны с выступами фундамента.

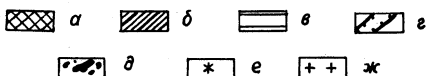
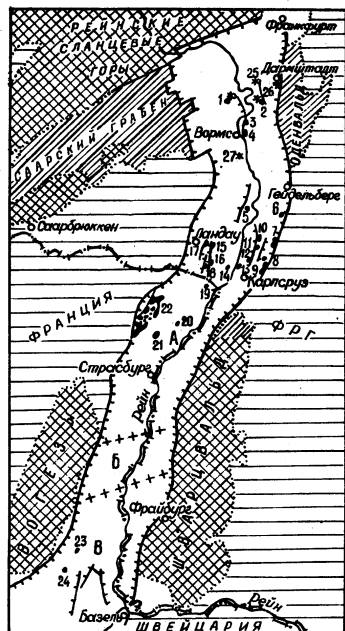
Месторождениями нефти с тектонически экранированными ловушками являются: Рас-Гариб, Абу-Дурба, Гемза и др. Месторождение Рас-Гариб расположено на юго-западном побережье залива. Оно представляет собой ограниченный сбросами моноклиальный блок. Здесь имеются пять нефтяных горизонтов в палеозое и мезозое и небольшая залежь в рифовых известняках миоцена. Месторождение Абу-Дурба расположено на северо-восточном побережье залива. Оно представлено серией блоков, ступенчато погружающихся в западном направлении. Небольшая залежь нефти здесь приурочена к миоцену и контролируется сбросом.

По данным М.Д.Иоссефа (77), сбросы Суэцкого грабена характеризуются формированием в периоды осадконакопления.

Рейнский грабен своей южной частью расположен во Франции, а северной - в ФРГ. Он вытянут в субмеридиональном направлении на расстояние 300 км при ширине 40-50 км, располагаясь в теле эппертинской платформы (рис. 53). Обрамление грабена сложено верхнепалеозойскими глыбовыми сооружениями: на западе расположены Вогезы и Пфальцские горы, на востоке Шварцвальд и Оденвальд, на севере - Рейнские сланцевые горы и на юге - Эльзас.

Рейнский бассейн выполнен породами пермского, триасового, юрского и третичного возраста, залегающими на герцинском складчатом основании, глубина которого достигает 5 км. Грабен отделен от герцинского обрамления посредством краевых нарушений. Кроме того, фундамент и осадочный чехол внутри грабена интенсивно нарушены продольными разрывными нарушениями и в меньшей степени поперечными, образующими системы блоков. Наиболее глубокая часть грабена смещена к его восточной границе. Западное краевое нарушение характеризуется меньшей амплитудой, чем восточное. В этом проявляется

асимметричность в строении грабена. Формирование главных Рейнских сбросов, по мнению В.Брудерера и М.К.Луи (6), началось в юрское время и завершилось в альпийскую фазу складчатости. По мнению же А.Шада (38), "возникновение Рейнского грабена началось, очевидно, в эоцене".



Выходы на поверхность: а - кристаллического фундамента; б - перми; в - триаса и юры; г - сбросы; д - нефтяные месторождения; е - газовые месторождения; ж - структурные пороги; з - впадины. Месторождения: 1 - Эйх; 2 - Штокштадт; 3 - Ватенгейм; 4 - Хофгейм; 5 - Дуденхофен; 6 - Рот; 7 - Форст-Вайхер; 8 - Блюхенау; 9 - Вайнгартен; 10 - Хютенгейм; 11 - Леопольдсхафен; 12 - Нейрет; 13 - Кнелинген; 14 - Максимилиансбау; 15 - Оффенбах; 16 - Хайна; 17 - Ландау; 18 - Минфелд; 19 - Шайбенхард; 20 - Донау; 21 - Ширхейм; 22 - Пешельбронн; 23 - Штаффельден; 24 - Ренинг; 25 - Вольфскеллен; 26 - Пфунгштадт; 27 - Франкенхай.

Рис. 53. Рейнский грабен.
Схема размещения месторождений.

Основным нефтегазоносным комплексом региона является олигоценый. Нефтеносны также отложения триаса и юры. Газ содержат образования миоцена и плиоцена. Зоны нефтегазонакопления связаны с крупными сбросами, развитыми в краевых и осевой частях грабена. Общей чертой месторождений региона является интенсивная нарушенность их сбросами. Мелкоблоковая тектоника привела к образованию ограниченных сбросами моноклиналей, полукуполов, структурных носов и т.д. Залежи, как правило, приурочены к ловушкам, тектонически, литологически или стратиграфически экранированным.

Месторождение Пешельбронн расположено в западной французской части Рейнского грабена (рис. 54). Сведения о добыче нефти на нем

относятся к XVI веку. В XIX веке месторождение начало разрабатываться шахтным способом, а с 1888 г. и скважинами. Разведка новых продуктивных участков продолжалась вплоть до последних лет. Нефтеносными являются пемельброннские слои (олигоцен), аален, байос, кейпер.

В тектоническом отношении площадь представляет собой крупную периклиналь, осложненную серией сбросов, разбивающих ее на отдельные блоки. Залежи нефти находятся в основном в ловушках тектонически экранированного типа, в меньшем количестве в стратиграфических и литологических ловушках. Экранирующие сбросы являются несогласными, падающими к западу, в то время как наклон слоев к востоку — от борта к оси грабена. Залежи приурочены к поднятым крыльям несогласных сбросов. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 180 до 1300 м.

С начала разработки на месторождении добыто 3,2 млн. т нефти, а в 1964 г. добыча составила 6,4 тыс. т. В настоящее время месторождение почти не эксплуатируется.

Месторождение

Штаффельден расположено в южной части Рейнского грабена. Оно было открыто в 1951 г. при

бурении в третичных отложениях на калийные соли. В тектоническом отношении площадь представляет собой полукупол, ограниченный с за-

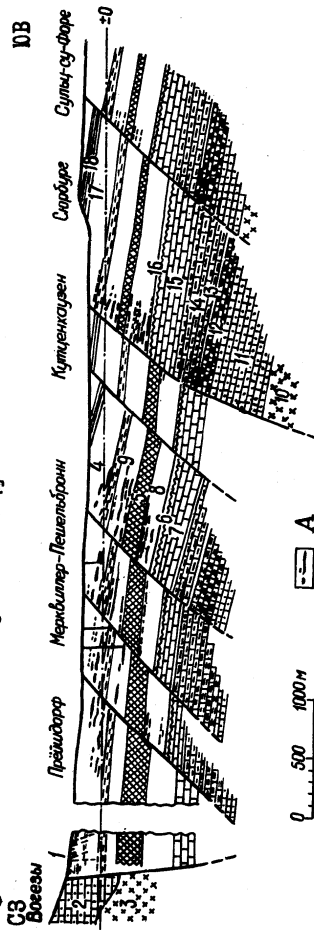
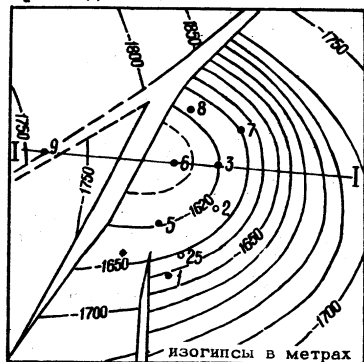


Рис. 54. Месторождение Пемельбронн. Геологический профиль. По Ж.Блюменредеру, 1959.

А — нефтеносные горизонты; 1 — асфальтовые разрабыски Лобзани; 2 — вогецкий песчаник (триас); 3 — граниты; 4 — верхнепемельброннские слои; 5 — красноватая толща; 6 — зоцен; 7 — мрамор; 8 — доломиты; 9 — нижнепемельброннские слои; 10 — граниты; 11 — пестрый песчаник; 12 — средний триас; 13 — угльно-глинистые слои; 14 — кейпер; 15 — мрамор; 16 — зоцен; 17 — фораминиферные мергели; 18 — рыбные сланцы.

пада несогласным сбросом (рис. 55, 56). Нефть содержится в трещиноватых доломитизированных известняках зоны "большой оолит" (бат-байос). На месторождении было пробурено восемь скважин, из которых две оказались непродуктивными, так как попали на участки плотных нетрещиноватых известняков. Площадь месторождения 1 км². Суммарная добыча из него к 1955 г. составила 45 тыс. т нефти.



• 1 — 2

Рис. 55. Месторождение Штаффельден. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта "верхний оолит" (бат-байос). По Х.Блюменредеру, 1959.

1 — продуктивные скважины;
2 — непродуктивные скважины.

Месторождение многопластовое, продуктивными являются отложения олигоцена: пешельброннские и циреновые песчаники, а также мелетовые мергели.

А.Андрес и А.Шад (1) указывают, что образование сбросов на месторождении Ландау происходило в раннем миоцене, т.е. вскоре за отложением продуктивных горизонтов олигоцена. "И эта относительная древность антиклинальных сбросов благоприятствует нефтенакоплению, так как к таким сбросам приурочено большинство открытых месторождений" (1, стр. 303).

Запасы нефти месторождения Ландау невелики.

Месторождение Эйх (газовое) расположено в северной приосевой части Рейнского грабена. Продуктивными являются отложения плиоцена и миоцена. В тектоническом отношении площадь месторождения представляет собой серию блоков, разделенных разнонаправленными сбросами.

Месторождение Ландау расположено в средней части Рейнского грабена вблизи западной прибортовой зоны. Оно открыто в 1955 г., хотя вследствие значительных поверхностных нефтепроявлений поиски здесь проводились в течение нескольких десятилетий.

В структурном отношении площадь месторождения представляет собой наклоненную к востоку моноклиналь, очень сильно осложненную сбросами, разбивающими ее на большое количество мелких блоков (рис. 57). Сбросы преимущественно субмеридионального простирания с падением сбрасывателей к востоку (согласные) и к западу (несогласные). Залежи нефти приурочены к поднятым крыльям несогласных сбросов, которые экранируют их с запада. Месторождение многопластовое, продуктивными являются отложения олигоцена: пешельброннские и циреновые песчаники, а также мелетовые мергели.

сами (рис. 58,б), хотя по данным более старой сейсмической съемки здесь предполагалось куполовидное поднятие (рис. 58,а). Залежи, как и на месторождении Ландау, экранированы несогласными сбросами и приурочены к их поднятым крыльям.

Другими месторождениями Рейнского грабена с залежами в ловушках тектонически экранированного типа являются Суффленхейм, Ширрхейн, Донау, Шайбенхардт, Верраброн, Гайма, Леопольдгафен и другие.

В общем, Рейнский грабен нефтью не богат. Общие начальные запасы нефти всего бассейна составляют 10 млн.т. В германской части грабена открыто 23 нефтяных и 6 газовых месторождений, а во французской - 12 нефтяных. Все месторождения по запасам мелкие.

Прогиб Гифхорн (ФРГ) - составная часть Североевропейского нефтегазоносного бассейна - представляет собой трог, выполненный соленосными отложениями перми и терригенными осадками триаса, юры, мела и третичной системы. Он ориентирован в северо-восточном направлении. Залежи нефти и газа здесь связаны с соляными куполами, межкупольными поднятиями, а также с тектоническими и стратиграфическими ловушками. Месторождение Штаффельден.

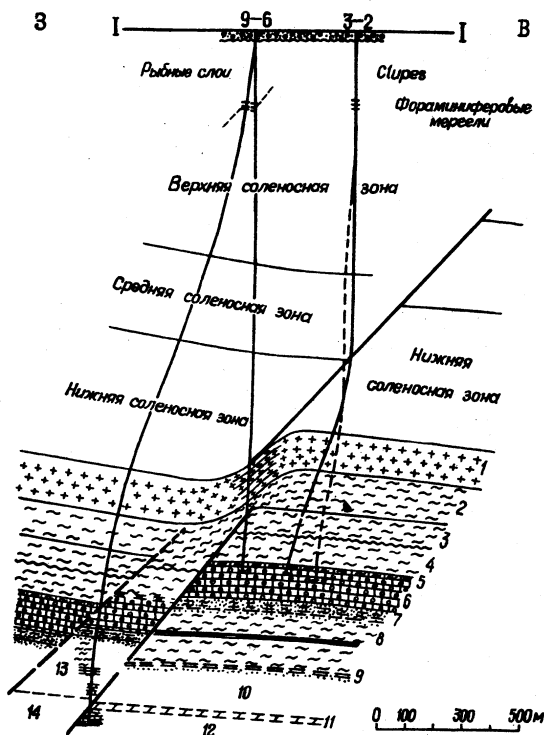


Рис. 56. Месторождение Штаффельден. Геологический профиль. По Ж.Блюменредеру, 1959.

- 1 - соль; 2 - мергели; 3 - зоцен;
- 4 - келловей-оксфорд; 5 - верхний бат;
- 6 - большой солид; 7 - нижний байос;
- 8 - лейас; 9 - рэт; 10 - кейпер;
- 11 - угольно-глинистые слои; 12 - раковинный известняк; 13 - лейас; 14 - кейпер.

рождениями с залежами в тектонически экранированных ловушках являются Ханкенсбюттель, Лайферде, Хардессе, Форхон-Кнессебек и др.

Нефтяное месторождение Ханкенсбюттель расположено в северо-западной прибортовой части прогиба Гифхорн. Оно было открыто в

1954 г. на основе данных сейсморазведки, показавшей наличие системы сбросов, параллельных бортам прогиба и осложняющих моноκлиналъ. Продуктивными являются два песчаника среднего возраста - доггер - β (рис. 59), глубины залегания их составляют 1430-1530 м. Плотность нефти 0,85-0,88. Ловушки образованы структурным носом на фоне моноκлиналъного наклона слоев и главным сбросом Ханкенсбюттель, падающим на восток под углом 50-55°. Залежи нефти приурочены к восточному опущенному крылу согласного сброса. Амплитуда его 70 м. Это на 10-15 м больше мощности двух пес-

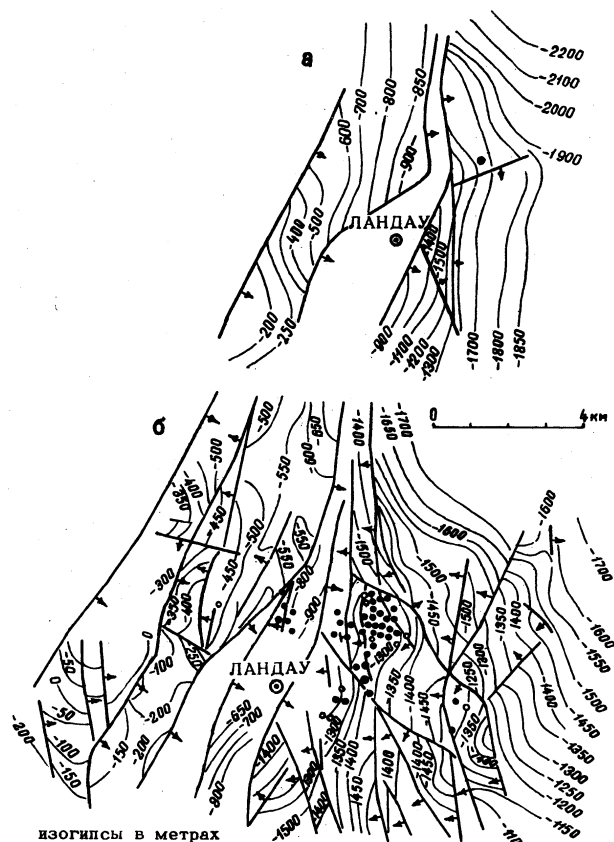


Рис. 57. Месторождение Ландау. Структурные карты по отражающему горизонту в нижнем олигоцене. По А.Андресу и А.Шаду, 1961.

а - по данным сейсморазведки 1953 г.; б - по данным повторных сейсмических работ.

чанных продуктивных горизонтов и промежуточной глинистой пачки. Вследствие этого продуктивные песчаники по сбросу контактируют с глинами среднего блока.

На площади месторождения Ханкенсбюттель имеются и другие, более мелкие сбросы, однако из-за малой амплитуды они не являются экранами и не влияют на распространение нефтяной залежи. Кроме тектонически экранированных на рассматриваемом месторождении западное главного сброса имеются небольшие стратиграфически экранированные залежи. Формирование сбросов, осложняющих юрские отложения на площади Ханкенсбюттель, по мнению Ф.Гехта (17), происходило одновременно с прогибанием впадины Гифхорн, а также в предмеловое время. Следовательно, тогда уже существовали и ловушки, благоприятные для скопления здесь нефти.

Другие тектонически экранированные залежи в прогибе Гифхорн также связаны с согласными сбросами на бортах прогиба и располагаются на опущенных крыльях (Хардессе, Форхоп-Кнесбек) или в осевой его части (Лайферде). В последнем случае залежь расположена на поднятом блоке, ограниченном с двух сторон сбросами.

Среднеевропейский (моцассовый) бассейн расположен на территории западной части Австрии, южной части ФРГ и Швейцарии. Вытянут в субширотном направлении. В тектоническом отношении — это предгорный

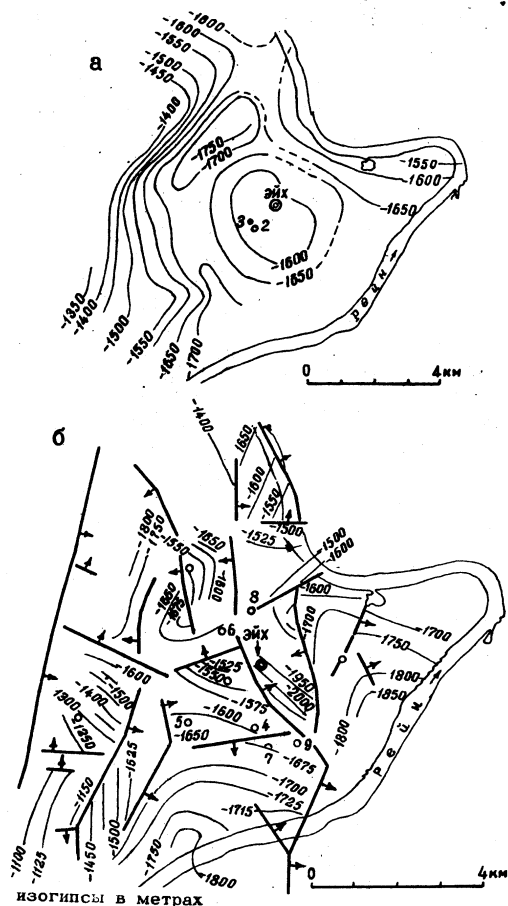


Рис. 58. Месторождение Эйх. Структурные карты по отражающему горизонту. По А.Андресу и А.Шаду, 1961.

а — по данным сейсморазведки 1951 г.;
б — по данным повторных сейсмических работ.

прогиб Альпийского складчатого сооружения. Южный геосинклинальный борт прогиба узкий (ширина 20 км) и граничит с Альпами, а северный, платформенный, более широкий. Бассейн выполнен отложениями карбона, мезозоя и кайнозоя.

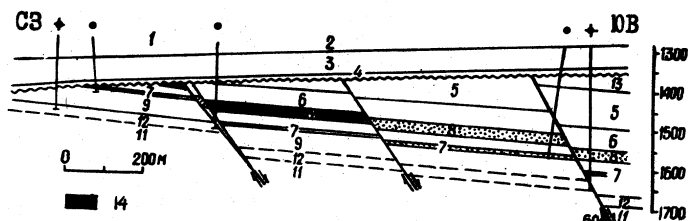


Рис. 59. Месторождение Ханкенсбюттель. Геологический профиль. По Г.А.Гедеманну, 1959.

1 - точка излома разлома; 2 - сеноман; 3 - верхний альб; 4 - средний альб; 5 - верхний доггер; 6 - зона песчаных образований; 7 - нижний обводненный песчаник; 8 - верхний песчаник; 9 - нижний доггер; 10 - лейас; 11 - доггер-α; 12 - доггер-γ; 13 - доггер-δ; 14 - нефть.

В германской части платформенного борта расположена внутренне-ластовая нефтьгазоносная область. В ней известны три зоны нефтьгазоаккумуляции, связанные с крупными сбросами.

Сбросы - несогласные (наклонены к северу), осложняют пологий моноклинальный наклон слоев к югу. Залежи приурочены к южным поднятым крыльям сбросов, обращенных в сторону осевой части бассейна. Здесь известно более 20 нефтяных и газовых месторождений, в основном с залежами в тектонически экранированных ловушках и реже в сводовых ловушках. Примером является месторождение Амффинг (рис. 60), наи-

более крупное в этом районе. Здесь продуктивными являются песчаники олигоцена, залегающие на глубине 1750-1800 м. Мощность продуктивного горизонта 10 м. Нефтяная залежь имеет газовую шапку. На месторождении Амффинг выявлены несколько тектонически экранированных залежей, ловушки которых образованы несогласными сбросами и структурными

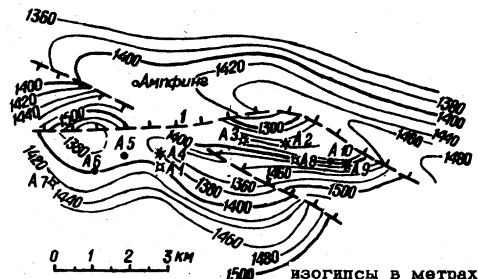


Рис. 60. Месторождение Амффинг. Структурная карта по реперу в олигоцене. По О.Геерману, 1959.

носами. Месторождение открыто в 1954 г. Общая добыча нефти к концу 1955 г. составила на нем 9,1 тыс.т.

В долине р.Иллер Среднеевропейского бассейна находится Западно-баварская нефтеносная зона, связанная с крупным несогласным сбросом. Среди других здесь имеется три нефтяных месторождения с залежами тектонически экранированного типа: Менхсрот, Гейментингер и Лаубен. Нефтеносными являются песчаники олигоцена на южном поднятом крыле сброса.

2. ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА МОНОКЛИНАЛЯХ И МЕТОДИКА ИХ ПОИСКОВ

На основе анализа материалов по более чем 150 нефтяным, нефтегазовым и газовым месторождениям с залежами в ловушках тектонически экранированного типа на моноклиналях, расположенных в 14 регионах мира, можно сделать некоторые выводы об общих чертах (закономерностях) их строения.

Одной из характерных черт строения ловушек этого типа является литологический состав контактирующих по сбросам пород. Имеющиеся эмпирические данные свидетельствуют о том, что в подавляющем большинстве случаев залежи углеводородов соприкасаются с непроницаемыми породами соседнего блока. В редких случаях, как об этом можно судить по опубликованным мелкомасштабным профилям, залежи контактируют с водоносными песчаниками (месторождения Западная Гуара и Веласкес) или метаморфизованными породами фундамента (месторождения Раг и Кантагальо).

Другим критерием является тип экранирующего сброса. Ранее А.И.Леворсен (27, стр. 131) указывал, что залежи этого типа почти всегда располагаются на приподнятых крыльях сбросов, а на опущенных они, как правило, приурочены к замкнутым ловушкам, т.е. приразломным поднятиям. Фактически из 150 проанализированных месторождений с поднятыми крыльями несогласных сбросов связаны залежи на 105 (или 70%) месторождениях, а с опущенными крыльями согласных сбросов - 37 (25%) месторождений. В обоих случаях залежи приурочены к крыльям сбросов, обращенным в стороны осевых частей региональных впадин. И лишь на семи месторождениях (5%) залежи находятся на поднятых крыльях согласных сбросов (тип I на рис. 61), т.е. на крыльях, обращенных к внешним частям впадин.

А.И.Леворсен более частую (по его мнению, преимущественную) приуроченность залежей к поднятым крыльям сбросов объясняет тем, что на "опущенном крыле горные породы находятся под большим давлением, чем до сбросообразования"... (по сравнению с поднятым крылом), "нефть и газ в пористой среде перемещаются в направлении градиента давления" (27, стр. 131). По нашему мнению, это объяснение недостаточно убедительно. Дело в том, что во всех тектонически экранированных залежах на моноклиналях пластовые давления точно соответствуют гидростатическим (при анализе не отмечено ни одного случая аномально высокого давления). Следовательно, приведен-

ные давления в поднятых и опущенных крыльях сбросов одинаковы и нет градиента давления между ними (за исключением, конечно, регионального фона).

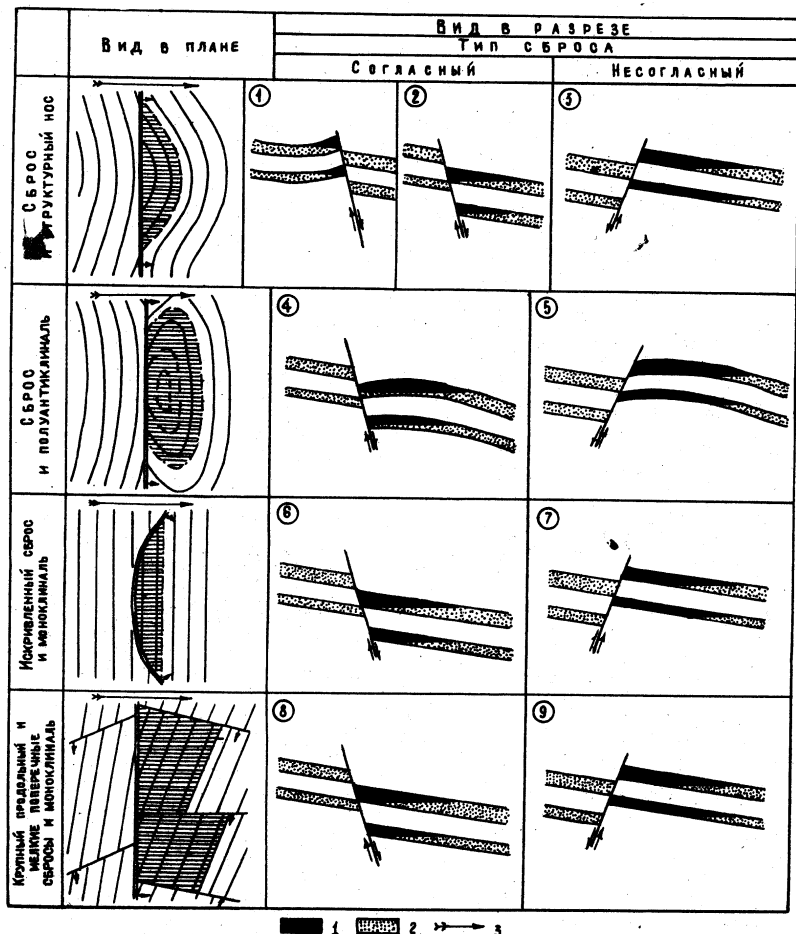


Рис. 61. Классификация тектонически экранированных залежей нефти и газа.

1 - залежи углеводородов; 2 - водонасыщенный коллектор;
3 - направление регионального наклона пород.

Более частая приуроченность тектонически экранированных залежей к несогласным сбросам по сравнению с согласными может быть обусловлена более благоприятными у первых условиями возникновения

ловушек. У несогласного сброса с самого начала его возникновения верхняя часть пласта-коллектора контактирует с непроницаемыми породами соседнего блока (покрышкой этого коллектора) и, следовательно, сразу образуется тектонически экранированная ловушка, которая с ростом сброса увеличивается в объеме (рис. 62,а). У согласного сброса ловушка возникает только после достижения им

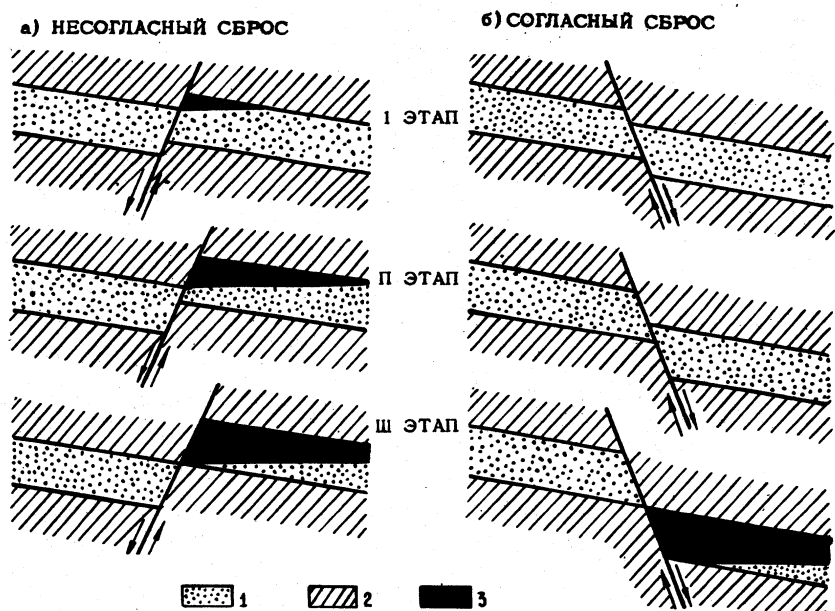


Рис. 62. Схемы образования тектонически экранированных ловушек.

I - проницаемые породы; 2 - непроницаемые породы; 3 - ловушки.

амплитуды большей, чем мощность пласта-коллектора, когда горизонт опущенного крыла приходит в контакт с непроницаемыми породами (рис. 62,б). Другими словами, при одинаковой истории формирования несогласный сброс раньше образует ловушку, чем согласный. На это положение ранее обращали внимание М.Кворлис (60) и Г.Д.Хобсон (46).

Кроме того, приуроченность залежей к тому или иному типу сбросов обусловлена геотектоническими условиями региона, из-за чего наблюдается преимущественное появление определенного типа сбросов в различных регионах. Вследствие этого в одних регионах тектонически экранированные залежи связаны, как правило, только с

несогласными сбросами (внешняя зона Галф Коста, Рейнский грабен, Среднеевропейский бассейн), в других – с согласными (Венский бассейн, прогиб Гифхорн), в третьих – с теми и другими (Восточно-несуэльский бассейн, внутренняя зона Галф Коста).

Тектонически экранированные залежи в проанализированных месторождениях приурочены к неогеновым, палеогеновым, меловым, юрским отложениям и лишь в двух регионах (Иллинойская и Днепровско-Донецкая впадины) – к палеозойским. Это можно объяснить, во-первых, лучшими условиями сохранения залежей углеводородов в более молодых отложениях и, во-вторых, большей нарушенностью разрывными нарушениями мезозойско-кайнозойских продуктивных образований (в предгорных и межгорных впадинах, молодых грабенах) по сравнению с палеозойскими в типично платформенных условиях (Волго-Уральская область, ряд нефтегазоносных районов Североамериканской платформы и др.).

Среди проанализированных месторождений развиты преимущественно нефтяные (56%) и нефтегазовые (41%), значительно в меньшей степени распространены чисто газовые (3%). При этом крупные и средние по запасам месторождения являются нефтяными (Талко, Мексика и др.) или нефтегазовыми (Оффисива и др.), в которых основные запасы все равно представлены нефтью. Такое распределение месторождений, по-видимому, обусловлено тем, что сбросы лучше экранируют нефть, чем газ, вследствие ее меньшей подвижности и проникающей способности. Ловушки тектонически экранированного типа находят свое место в общих схемах классификации залежей нефти и газа, разработанных Н.А.Еременко (20), А.А.Бакировым и др. (3) и другими исследователями. В частности, в довольно подробной схеме А.А.Бакирова и др. (3) в классе залежей структурного типа выделяется группа залежей, приуроченных к моноклиналям, а в последней – подгруппа залежей, экранированных разрывными нарушениями. На основе выполненного анализа подгруппу тектонически экранированных залежей на моноклиналях можно более детально классифицировать, разбив на 9 типов в зависимости от приуроченности к согласному или несогласному сбросу и составных элементов ловушек (рис. 61):

1. Ловушки, образованные сочетанием сброса и структурного носка и расположенные на поднятом крыле согласного сброса (тип 1, месторождения Май, Родесса, Фиг Ридж, Мерси, Норт Миссион, Ист Мидуэй в Галф Косте); на опущенном крыле согласного сброса (тип 2, месторождения Паттерсон, Ливония, Клир Крик в Галф Косте; Гестинг, Гайзельберг, Раг, Ван-Сикль в Венском бассейне; Хардессе, Ханкенсбюттель, Хорхоп в прогибе Гифхорн); на поднятом крыле несогласного

сброса (тип 3, месторождения Боней, Людинг, Дубоси, Корсикана-Пауэл, Фашинг, Цедар Крик в Галф Косте; Оффисина, Западная Гуара, Мерседес, Гуавинита в Восточновенесуэльском бассейне; Амфдинг, Менхсрот, Геймертингер в Среднеевропейском бассейне).

2. Ловушки, образованные сочетанием сброса и полуантиклинали, располагаются на опущенных крыльях согласных сбросов (тип 4, месторождение Салливанс Лейк в Галф Косте) и поднятых крыльях несогласных сбросов (тип 5, месторождения Талко, Мексина, Ниггер Крик, Киррей, Ричленд, Хэм Говет, Дарст Крик в Галф Косте).

3. Ловушки, образованные искривленным сбросом и моноклиналью, также приурочиваются к опущенным крыльям согласных сбросов (тип 6, месторождения Раминера юго-западная в Галф Косте) и поднятым крыльям несогласных сбросов (тип 7, месторождение Мерседес в Восточновенесуэльском бассейне; Маунт-Позо, Раунд-Маунтейн во впадине Сан-Хоакин; Фоуке, Персон в Галф Косте).

4. Ловушки, образованные крупными продольными и мелкими поперечными сбросами, осложняющими моноклиналль. Среди них выделяются ловушки, расположенные на опущенных крыльях согласных сбросов (тип 8, месторождения Веласкес и Кантагальо в Магдаленской впадине; Восточная Гуара в Восточновенесуэльском бассейне; Фейт Маг в Галф Косте) и на поднятых крыльях несогласных сбросов (тип 9, месторождения Пантер Риф в Галф Косте; Оффисина, Мерседес и Тукупито в Восточновенесуэльском бассейне).

Весьма характерной особенностью экранирующих сбросов является значительный конседиментационный рост их в период отложения ныне продуктивных толщ или по крайней мере образование вслед за отложением этих толщ. Конседиментационный характер формирования экранирующих сбросов устанавливается на месторождениях всех регионов, по которым имеются соответствующие данные (Восточновенесуэльский и Венский бассейны, Галф Кост, Рейнский и Суэцкий грабены, прогиб Гифхорн), приведенные выше. Из этого можно сделать вывод, что ловушки в анализируемых месторождениях являются древними, возникшими одновременно или почти одновременно с отложением ныне продуктивных толщ.

На последующих стадиях развития, особенно в неоген-антропогеновое время, экранирующие сбросы в одних регионах больше не формировались (превратившись в погребенные) или испытывали незначительный постседиментационный рост, а в других регионах постседиментационное формирование сбросов в периоды региональных восходящих движений было интенсивным. При этом устанавливается, что сбросы первой группы экранируют залежи более крупные по запасам и в

большем количестве (Галф Кост, Восточновенесуэльский бассейн), чем сбросы второй группы (Венский бассейн, Рейнский грабен). Как указывалось выше, конседиментационная составляющая прироста амплитуды экранирующих сбросов по продуктивным отложениям в Восточновенесуэльском бассейне и Галф Косте достигает 70-100%, а в Венском бассейне - 30-40%. Следовательно, низкая тектоническая активность сбросов на последних стадиях развития региона и особенно их погребенность являются весьма благоприятным фактором образования тектонически экранированных залежей нефти и газа на моноκлиналях.

При наличии в регионе крупных региональных сбросов последние часто образуют ловушки у целой группы месторождений (Штейнбергский и Годонино-Гобельский сбросы в Венском бассейне, сбросы Бадконес, Дюлинг, Мексина, Талко в Галф Косте, краевые нарушения в Рейнском и Суэцком грабенах).

Таким образом, при прочих равных условиях тектонически экранированные залежи нефти и газа на моноκлиналях характеризуются следующими чертами строения: а/ преимущественным распространением на поднятых крыльях несогласных сбросов; б/ контактированием продуктивных горизонтов по сбросам с непроницаемыми породами соседнего блока; в/ конседиментационным характером формирования экранирующих сбросов в век отложения ныне продуктивных толщ; г/ погребенностью сбросов или их слабой выраженностью в верхних комплексах отложений. Кроме того, в тектонически экранированных ловушках чаще образуются залежи нефти, чем газа.

Описанные выше основные эмпирические закономерности строения залежей нефти и газа в ловушках тектонически экранированного типа, установленные на основе анализа уже открытых месторождений, можно использовать для оценки перспективности поисков таких залежей в других регионах и для выводов об условиях формирования месторождений нефти и газа.

X X X

Открытие первых месторождений нефти и газа в ловушках тектонически экранированного типа на моноκлиналях во многих регионах произошло при ориентировке бурения на поиски обычных сводовых залежей на антиκлиналиях структурах или при заложении скважин у поверхностных выходов нефти или газа без наличия каких-либо данных о строении участка и типе ловушки. Так было, например, в Восточновенесуэльском бассейне, Галф Косте, Рейнском грабене, Венском бассейне, где одним из методов (геологическая съемка, структурное бу-

рение или сейсморазведка) обнаруживалось структурное осложнение, которое интерпретировалось как антиклинальная складка и вводилось в бурение. В результате последнего выявлялась залежь, но устанавливалось, что ловушки там тектонически экранированные на моноклиналиях, а не сводовые (Офисина, Мерседес, ряд месторождений внешней зоны Галф Коста и др.). Первые месторождения в Рейнском грабене (Пешельбронн) и Венском бассейне (Гбели) были открыты при заложении скважин у поверхностных нефтегазопроявлений.

После открытия первого месторождения в регионе последующие поисковые скважины в 1910–1930 гг. обычно закладывались на основе данных геологической съемки или структурного бурения, а в более поздние годы – преимущественно по данным сейсморазведки и структурного бурения.

Так, в районе Большая Офисина (Венесуэла) роль отдельных методов в подготовке площадей с ловушками тектонически экранированного типа характеризуется следующими данными: с 1937 по 1947 г. было пробурено 45 поисковых скважин, из них 30 оказались продуктивными, причем 9 скважин были заложены по данным КМПВ, 12 – по данным МОВ, 14 – по данным комплекса МОВ и структурного бурения, 9 – по данным только структурного бурения и одна – по данным геологической съемки. При этом почти все скважины закладывались возле установленных или предполагаемых сбросов.

В Рейнском грабене А.Андрес и А.Шад (I) выделяют четыре этапа в истории поисков залежей. На первых трех этапах, закончившихся примерно в 1950 г., поиски залежей производились соответственно на основе данных: геологической съемки и поверхностных нефтепроявлений; структурного бурения; детальной гравиметрической съемки. С 1950 г. началось широкое внедрение сейсморазведки МОВ с проверкой результатов ее глубоким бурением, за которыми следовали повторные детализационные сейсмические работы.

С 1940–1950 гг. во всех рассматриваемых регионах поиски ловушек тектонически экранированного типа проводятся сейсморазведкой и в меньшей степени при помощи структурного бурения. Несмотря на высокий уровень развития сейсморазведки, выявление их и в настоящее время представляет довольно сложную задачу.

Методика поисков этих ловушек характеризуется специфическими чертами, существенно отличающимися от методики поисков залежей других типов. По своей сложности она, по-видимому, занимает промежуточное положение между поисками залежей в сводовых ловушках (в том числе тектонически экранированных), с одной стороны, и за-

лежей в стратиграфических и литологических ловушках — с другой. При поисках сводовых залежей (даже и нарушенных сбросами) в основе методики лежит выявление положительных локальных структур, а при поисках тектонически экранированных залежей на моноклиналях — экранирующих сбросов, обнаружить которые сейсморазведкой значительно труднее. В этом отношении могут оказать помощь повторные сейсмические работы, которые проводятся на площади после бурения нескольких скважин. В Рейнском грабене, например, как указывают А.Андрес и А.Шад (1), повторная сейсморазведка часто давала существенно новые данные о геологическом строении площади. Например, на месторождениях Ландау (рис. 57) и Эйх (рис. 58) повторные сейсморазведочные работы позволили протрассировать густую сеть разрывных нарушений, в то время как первая сейсморазведка показывала наличие не осложненного сбросами поднятия (месторождение Эйх) или одного нарушения (месторождение Ландау).

3. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ ТЕКТЕНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНАХ СССР

ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКАЯ ВПАДИНА

В Днепровско-Донецкой впадине открыто более 50 месторождений нефти и газа в стратиграфическом интервале от нижнего карбона до юры включительно. Подавляющее большинство из них приурочено к сводовым и присводовым частям локальных положительных структур. Однако фонд не разведанных еще поднятий на малых и средних глубинах здесь ограничен и с каждым годом сокращается. Поэтому со всей остротой встает проблема поисков залежей в ловушках нового типа - тектонически, стратиграфически и литологически экранированных, расположенных на моноклиальных участках, в межантиклинальных зонах, на далеких погружениях крыльев и периклиналей положительных структур и т.д.

Ниже, на основе установленных общих закономерностей строения и распространения залежей тектонически экранированного типа на моноклиналях в различных регионах мира, дан анализ перспектив поисков подобных месторождений в Днепровско-Донецкой впадине.

В строении осадочного чехла Днепровско-Донецкой впадины принимают участие отложения от девонского до кайнозойского возраста включительно ^{x/}, которые в структурном отношении разделяются на пять этажей: кайнозойский, мезозойский (включая верхнюю пермь), верхнепалеозойский (нижняя пермь - карбон), девонский (надсолевой, верхнесоленосный и межсолевой комплексы отложений) и девонский подсолевой.

Разрывные нарушения в Днепровско-Донецкой впадине имеют широкое распространение, очень неравномерное по стратиграфическому разрезу и площади. Их можно разделить на три класса: глубинные, региональные и локальные.

Согласно существующим представлениям о глубинных разломах (31, 36), характеризующихся "длительностью и унаследованностью развития, большим пространственным протяжением, большой глубиной

x/ Общее геологическое строение Днепровско-Донецкой впадины подробно освещено в ряде опубликованных работ (8, 12, 15, 21, 37).

заложения и определенной связи с формациями горных пород", в рассматриваемом регионе таковыми являются краевые и поперечные разломы. Их длина измеряется сотнями километров, а амплитуда - сотнями и тысячами метров; своими корнями они уходят в верхнюю мантию, проявляясь, по данным ГСЗ, в поверхности Мохоровичича. Краевые глубинные разломы разделяют впадину на грабен и борта.

Региональные разломы, развитые преимущественно внутри грабена, характеризуются длиной в десятки и сотни километров, амплитудой в десятки и сотни метров и распространяются только до поверхности докембрийского фундамента или в крайнем случае до поверхности Конрада.

Локальные разрывные нарушения разделяются на два подкласса: а/ эпиантиклинальные, осложняющие сводовые и присводовые части локальных, часто солянокупольных, поднятий и являющиеся производными от роста последних; б/ развитые на моноклинальных участках бортов и грабена и обычно сопутствующие региональным и глубинным разрывам.

В формировании тектонически экранированных залежей важную роль играют региональные и краевые глубинные разломы, а также сопутствующие им локальные разрывные нарушения. Из них наиболее изучены к настоящему времени системы северного и южного краевых нарушений с сопутствующими им локальными разрывами.

Северный и южный краевые разломы, ограничивающие Днепровский грабен, хорошо фиксируются по поверхности докембрийского фундамента на многочисленных поперечных профилях КМПВ (рис. 63). По поверхности фундамента и отложениям девона они часто представлены не одной плоскостью разрыва, а системой сближенных сбросов, кулисообразно сочленяющихся друг с другом. Амплитуда их изменяется по простиранию от 3-5 км до нескольких десятков метров. При этом на участках прибортовых прогибов амплитуда краевых нарушений увеличивается, а на участках выступов - уменьшается, возможно вплоть до полного затухания южного разлома в пределах Остапьевско-Белодерковского и Брагинского выступов.

В осадочный чехол непосредственно в виде разрывов краевые нарушения распространяются не выше предверхнепермской поверхности несогласия. Северное краевое нарушение в отложениях карбона и нижней перми выражено в виде системы сбросов. Последние подсечены скважинами в каменноугольных отложениях с амплитудой до 100-250 м на Шевченковской, Североголубовской (18) и Великобубновской (скв. 7-р) площадях. Достаточно уверенно сбросы устанавливаются

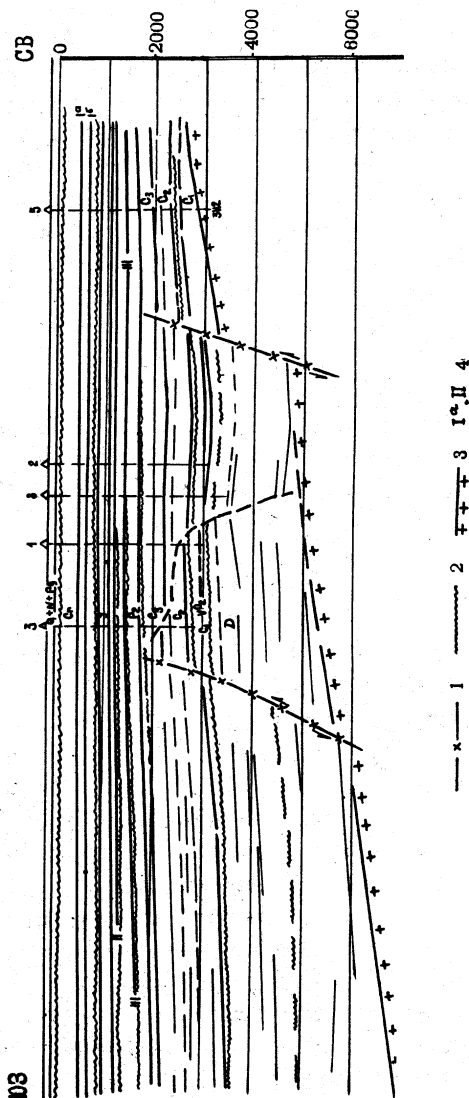


Рис. 63. Сейсмогеологический профиль через северное краевое нарушение Днепровского грабена на участке Новотроицкой структуры. По М.П.Лысенко и Л.П.Ланда.
1 - сбросы; 2 - стратиграфические границы; 3 - поверхность фундамента; 4 - от-
ражающие горизонты.

на основании близко расположенных скважин на борту и в грабене, как это наблюдается на Новотроицкой площади (рис. 63), а также зафиксированы на ряде участков площадными сейсмическими работами. В отложениях мезозойского структурного этажа сбросы северного разлома на отдельных участках вообще не проявляются, будучи полностью погребенными, а на других выражены в виде некрутых флексур

с опущенными южными крыльями. По отложениям кайнозойского структурного этажа не отмечается сколько-нибудь существенных проявлений глубинного разлома, за исключением некоторого увеличения наклона пород в зоне разлома.

Южное краевое нарушение на участках большой амплитуды разлома по фундаменту в отложениях карбона выражено в виде крутых обратных структур, осложненных взбросами с амплитудой до 100-300 м, что достаточно четко проявляется на Колайдинской, Зачепиловской, Пролетарской и Михайловской площадях. На других участках, в частности на Левенцовской площади, оно выражено в виде системы нескольких сбросов.

В отложениях мезозойского структурного этажа южное нарушение на всем своем протяжении непосредственно в виде разрыва не проявляется. На участках больших амплитуд по фундаменту оно выражено в виде обратных флексур (с крутыми и опущенными юго-западными крыльями), как это наблюдается на Колайдинской, Зачепиловской, Михайловской, Новоселовской и Пролетарской площадях. На остальных участках оно либо вообще не выражено, либо проявляется в виде прямых флексур небольшой крутизны.

В кайнозойском структурном этапе наличие краевого нарушения ощущается еще слабее. Здесь лишь на участке Зачепиловской и Михайловской площадей наблюдается обратный (южный) наклон в залегании пород, хотя и без сколько-нибудь резкого увеличения крутизны залегания их по сравнению с участками борта и прибортовой части грабена. Это можно интерпретировать как следствие тех же, но более слабых движений по разлому, которые в мезозое привели к образованию обратных крутых флексур. На большей же части простираения южное краевое нарушение в отложениях палеогена не находит видимого проявления, о чем свидетельствует одинаковый наклон в залегании пород в зоне разлома и на соседних участках, а также наличие участков с поперечным к простираению разлома простираением изогипс кайнозойских отложений.

На основе анализа мощностей отложений и вертикального распространения краевых глубинных разломов в истории их развития можно выделить три основных этапа, охватывающие девонский период, карбон - раннюю пермь и позднюю пермь - современный период.

Наиболее интенсивный рост нарушений, приведший к заложению Днепровского грабена, происходил на первом этапе, когда в отдельные периоды времени они являлись даже границей распространения осадков и вблизи них проходила береговая линия. Так было, по-ви-

димому, при отложении соленосных толщ, а также некоторых терригенных частей разреза девона. В ряде разведочных скважин, пробуренных вблизи краевых нарушений (301-р Шаповаловская, 220-р Колайдинская, 1-р Пирятинская, 4-р Левенцовская, 3-р Лесковская и др.), в девонских отложениях встречены осадки прибрежных фаций: грубообломочные гравелиты и песчаники с включением обломков гранитов и гнейсов. Подобными гранитами и гнейсами представлен и докембрийский фундамент, вскрытый ниже этими же скважинами. Такой состав осадков несомненно свидетельствует о том, что они отлагались вблизи береговой линии у мест выхода докембрийских пород на поверхность.

В другие, по-видимому более продолжительные промежутки времени в девоне, краевые разломы не являлись границей распространения осадков, хотя рост их и происходил. Осадки отлагались и на бортах впадины, но в резко уменьшенных мощностях, а краевые разломы развивались конседиментационно. Во время региональных перерывов (внутридевонский, предкарбоновый, предранневизейский и предпоздневизейский) вследствие общего подъема всей территории впадины, даже одинакового по амплитуде для бортов и грабена, ранее отложившиеся на бортах осадки были уничтожены денудацией. В результате этого фундамент на большей части бортов перекрыт верхневизейскими отложениями. Все это создает видимость формирования краевых разломов только на стадиях восходящих движений региона, т.е. постседиментационно.

На втором этапе (карбон - ранняя пермь) рост сбросов краевых разломов происходил конседиментационно и постседиментационно, однако с меньшей интенсивностью, чем на первом этапе. При этом по северному краевому разлому имеются прямые данные об изменении мощностей карбона (Североголубовская, Шевченковская, Новотроицкая, Великобубновская площади, Краснорецкий сброс на северной окраине Донбасса), говорящие об их конседиментационном росте (18, 21).

Южный краевой разлом в каменноугольный период в виде конседиментационного сброса развивался только в турнейское и ранневизейское время, а позднее - в виде конседиментационной флексуры. О проявлении движений по нему в поздневизейское, нампское и среднекарбоновое время свидетельствуют повышенные градиенты мощностей этих отложений, установленные на таких прислоненных к разлому структурах, как Зачепиловская, Михайловская, Левенцовская, Пролетарская (18, 21). А о том, что эти движения проявлялись в

виде конседиментационной флексуры, а не сброса, косвенно ^{х/}свидетельствует следующее:

1. Если бы в период осадконакопления сброс непосредственно распространялся в отложения карбона, то реверсивные движения блоков в предпозднепермское время не приводили бы к образованию обратной флексуры, а только взброса.

2. Развитие вдоль южного краевого разлома только постседиментационных структур – в отличие от северного, вдоль которого локальные поднятия характеризуются конседиментационным развитием в карбоне.

В предпозднепермский перерыв северный краевой разлом проявлялся на большей части своей в виде сброса, южный же – местами в виде взброса (Зачепиловская и другие площади), а местами в виде сброса (Левенцовская площадь).

На третьем этапе (поздняя пермь – кайнозой) во время осадконакопления движения вдоль древних нарушений не происходили или приводили лишь к незначительным пликативным изгибам слоев. А во время перерывов в осадконакоплении (предъюрский, предмеловой, предпалеогеновый) продолжались небольшие подвижки вдоль древних сбросов в том же направлении, обусловившие лишь флексурообразный изгиб пород мезо-кайнозоя без разрыва их сплошности. Однако вдоль некоторых из них происходили реверсивные движения ранее опускавшихся блоков. Это приводило к образованию обратных флексур на Койлайдинской, Зачепиловской, Пролетарской и других площадях.

Движения по глубинным и региональным разломам в неотектоническую эпоху (неоген-антропогеновое время) изучены пока еще недостаточно хорошо. На основе морфометрических исследований В.А. Мелиховым (29) установлено, что разломы, выделенные по поверхности докембрийского фундамента по данным КМПВ, находят отражение и на профилях базисной поверхности второго порядка. Это свидетельствует о проявлении движений по древним разломам на неотектоническом этапе развития региона. Однако общую величину и скорость движений оценить пока не представляется возможным. По-видимому, они сравнительно невелики (единицы, до 10 м), во всяком случае ниже точности определения амплитуд разрывных нарушений по данным бурения. Поэтому проявление неотектонических движений часто не фиксируется по нижележащему выдержанному реперу в палеогене (по дожде мергелей киевской ситы).

х/ Прямых данных (подсечение одного и того же сброса в разных частях разреза карбона), к сожалению, не имеется.

Региональные и локальные разрывные нарушения, развитые внутри Днепровского грабена и на бортах впадины и не связанные с соляными куполами, изучены значительно хуже краевых нарушений. Однако имеющиеся данные позволяют считать, что и они являются погребенными сбросами допозднепермского формирования. И лишь эпиконтинентальные сбросы, осложняющие сводовые и присводовые части солянокупольных структур, развивались также в мезозойское и кайнозойское время.

Тектонически экранированные ловушки в Днепровско-Донецкой впадине могут быть связаны с охарактеризованными выше глубинными, региональными и локальными разрывными нарушениями, возникшими непосредственно под действием блоковых подвижек фундамента или (часто для локальных сбросов) в виде сопутствующих более крупным нарушениям.

К настоящему времени в Днепровско-Донецкой впадине уже выявлено несколько месторождений с залежами тектонически экранированного типа, не связанными со сводовыми и присводовыми частями локальных положительных структур. Это Горобцовское, Гнединцевское (газовые залежи в нижнем карбоне), Лиманское и, возможно, Руденковское месторождения.

Горобцовское месторождение приурочено к моноклинали, расположенной к северу от Зачепиловской структуры (рис. 64).

Скв. 1-р на глубине 1700 м в отложениях намурского яруса подсекала сброс с амплитудой 80 м, а ниже из интервала 2360–2366 м (горизонт В-8 низейского яруса) из нее получен приток нефти с водой. Плотность нефти 0,846. Скв. 2-р подсекала сброс в отложениях верхнего визе на глубине 2220 м с амплитудой 80 м, а ниже на глубине 2230–2245 м вскрыла горизонт В-8, который оказался обводненным (правда, по данным БКЗ, без испытания), хотя он и залегает в ней на 107 м выше, чем в скв. 1-р.

Верхневизейские песчаники Горобцовской площади выдержаны по простиранию. Поэтому можно достаточно обоснованно предполагать, что залежь нефти, вскрытая в скв. 1-р, приурочена к тектонически экранированной ловушке. Обводненность горизонта В-8 в скв. 2-р объясняется расположением ее в другом блоке. Следует отметить, что при такой интерпретации строения площади основная часть ловушки (блок I) осталась неразведанной, так как скв. 1-р расположена на краю ее.

Вскрытая скважиной 1-р нефтяная залежь контактирует по сбросу с непроницаемыми аргиллитами, перекрывающими продуктивный гори-

зонт. Последнее обосновывается следующим: амплитуда сброса 80 м, а мощность непроницаемых пород над продуктивным горизонтом больше - 130 м. Так как залежь приурочена к поднятому крылу сброса, то она и контактирует с этими аргиллитами. Сбросы на площади являются погребенными - по отражающему горизонту $I\gamma^A$ (верхняя пермь) они не проявляются.

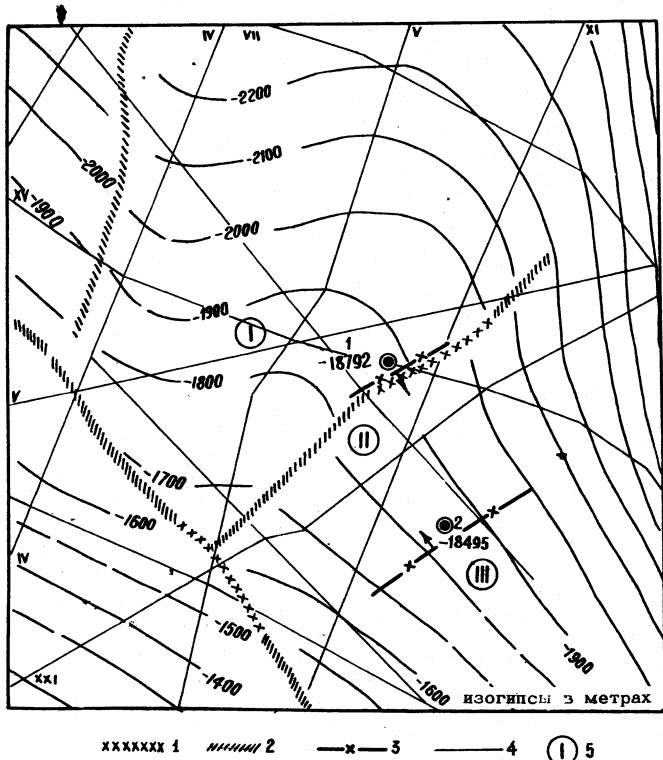


Рис. 64. Горобцовская площадь. Структурная карта по отражающему горизонту U^B_2 (визейский ярус).

По А.И.Ермаковой.

Сбросы по данным сейсморазведки: I - установленные; 2 - предполагаемые; 3 - сбросы по данным бурения; 4 - сейсмические профили; 5 - номера блоков.

На Гнединцевском месторождении в отложениях верхневизейского подъяруса разведана газовая залежь в горизонтах В-4^I, В-4, В-5 и В-6 (рис. 65). Ловушка ее комбинированная: частично образована локальным поднятием, еще сохраняющимся по продуктивным горизонтам,

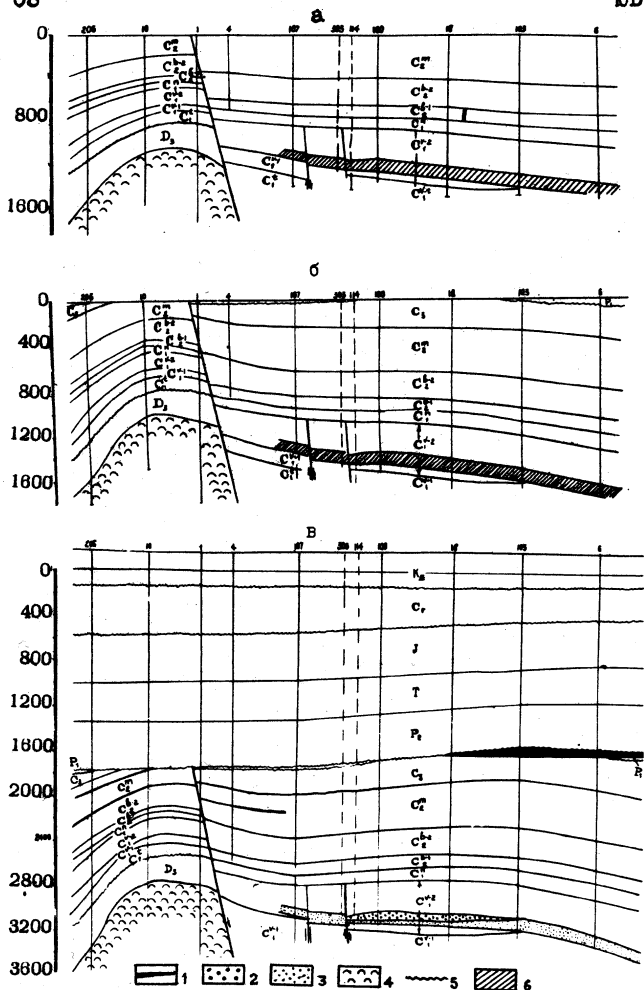


Рис. 65. Месторождение Гнединцы. Палеотектонические профили. По Б.П.Кабышеву, 1969.

а - к предпозднекарбонovому времени; б - к предпозднепермскому времени; в - современный этап; 1 - нефть; 2 - газ; 3 - водонасыщенный коллектор; 4 - соль; 5 - границы позднепермских несогласий; 6 - продуктивная часть разреза визейского яруса.

а частично сбросом, проходящим между скважинами II4 и 303, и структурным носом. Этот вывод обосновывается следующими данными. Газовые горизонты В-4, В-5 и В-6 имеют общий газо-водяной контакт на отметке -3112 м. Высота этажа газоносности равна 85 м ^{х/}. Амплитуда же пликативного перегиба на западной периклинали Гнединцевского поднятия составляет не более 35-45 м. Остальная часть высоты залежи экранируется сбросом. В скв. 303, расположенной в 300 м северо-западнее скв. II4, песчаные горизонты В-4 и В-5 вскрыты почти на одинаковых отметках со скв. II4 и значительно выше контакта газ-вода, но оказались обводненными. Это можно объяснить только наличием тектонического экрана между данными скважинами, так как литологический состав пород в них не претерпевает существенных изменений. Характерно, что сброс выполняет роль экрана, несмотря на то, что продуктивные горизонты по нему контактируют с водонасыщенными песчаниками соседнего блока. Кроме того, по продуктивным горизонтам сброс характеризуется небольшой амплитудой. Основными условиями возникновения экранирующих свойств, по-видимому, являются древний возраст и отсутствие подвижек по нему с намурского века.

Последний вывод вытекает из анализа мощностей каменноугольных отложений. В это время на Гнединцевской площади замкнутое поднятие не формировалось, а развивался структурный нос или моноклиналь. В начале карбона (и, вероятно, в девоне) структурный нос отделялся от Богдановского поднятия одним или несколькими сбросами, проходящими между скважинами I07 и II4 (рис. 65, а). С намюра движения по этим сбросам уже не происходили. Замкнутое поднятие на Гнединцевской площади формировалось только в позднепермское и мезокайнозойское время. Поэтому с глубиной амплитуда пликативного перегиба на северо-западном крыле структуры уменьшается, так что по нижневизейским отложениям это крыло полностью выполаживается. Учитывая, что экранирующий газовые залежи сброс и структурный нос по времени формирования древние (палеозойские), тектонически экранированная ловушка также является древней.

В последнее время на Гнединцевском месторождении в скв. II4

^{х/} Следует отметить, что в скв. I8 получен приток газа также из горизонта В-7, в то время как в других скважинах этот горизонт на таких же отметках насыщен водой. Причина недостаточна ясна. Возможно, это объясняется наличием тектонического экрана между скважинами I00 и I8, или насыщение горизонта В-7 в скв. I8 обусловлено перетоком газа из вышележащих горизонтов вследствие негерметичности колонны в довольно длительный период времени, прошедший между окончанием бурения скважины и ее испытанием.

в процессе бурения испытателем пластов на каротажном кабеле ОПТ-7-10 были опробованы несколько горизонтов в нижневизейских и турнейских отложениях, залегающих под нижневизейской известняковой плитой. При этом с глубин 3531,5 м, 3533,5 м и 3534 м подняты пробы газа с конденсатом. Газ содержит 91% метана, 5,6% этана, 2,65% пропана и 0,5% бутана. С глубины 3575 м и 3627 м подняты пробы газа без конденсата. Вскрытые скв. II4 возможно новые газовые залежи также приурочены к ловушкам тектонически экранированного типа, так как по нижневизейским отложениям отсутствует прогиб между Гнединцевским и Богдановским поднятиями - в скв. I07 нижневизейские отложения залегают на 120 м выше, чем в скв. II4 (рис. 65).

Лиманское месторождение приурочено к удаленной северо-западной периклинали Зачепиловской структуры, отделяющейся от последней несогласным сбросом (рис. 66, 67). Продуктивным является горизонт В-19 поздневизейского возраста, содержащий нефтяную залежь

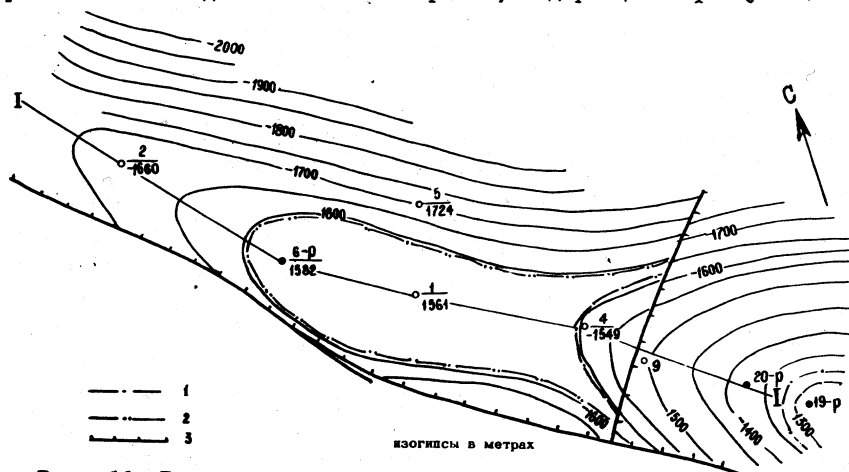


Рис. 66. Лиманское месторождение. Структурная карта по продуктивному горизонту В-19 (верхний визе). По Г.М.Александрову и Р.В.Гелете, 1969.

I - контур газ-нефть; 2 - контур нефть-вода; 3 - сбросы.

(скв. I-к и 6-р) с газовой шапкой (скв. 4-к). В скв. 20-р горизонт В-19 насыщен водой, а в скв. 9-к он при испытании оказался "сухим". Экранирующий сброс скважинами не подсечен. Исходя из структурных построений, он развит в отложениях карбона, а в верхнепермские и вышележащие осадки уже не распространяется.

В заключение рассмотрения уже открытых тектонически экранированных залежей в Днепровско-Донецкой впадине следует отметить, что закономерности их строения и возраст экранирующих обросов в общем соответствуют этим факторам, установленным нами в отношении зарубежных месторождений.

X X X

Хотя месторождения нефти и газа с залежами в ловушках тектонически экранированного типа на моноклиналиях в общем балансе месторождений мира занимают подчиненное положение, однако в ряде регионов в них сосредоточена значительная часть запасов нефти и газа. Таким регионом может оказаться и Днепровско-Донецкая впадина, где имеются весьма благоприятные предпосылки для широкого развития этого типа залежей. Исходя из конкретных условий впадины и общих закономерностей строения тектонически экранированных залежей в других районах, можно наметить наиболее благоприятные стратиграфические комплексы и наиболее перспективные участки для поисков здесь месторождений данного типа.

Благоприятные стратиграфические комплексы должны характеризоваться следующими условиями: а/ чередованием проницаемых и непроницаемых (с преобладанием последних) горизонтов небольшой мощности; б/ довольно выдержанным литологическим составом (особенно по вертикали); в/ нарушенностью крупными и мелкими сбросами. Такими условиями в Днепровско-Донецкой впадине об-

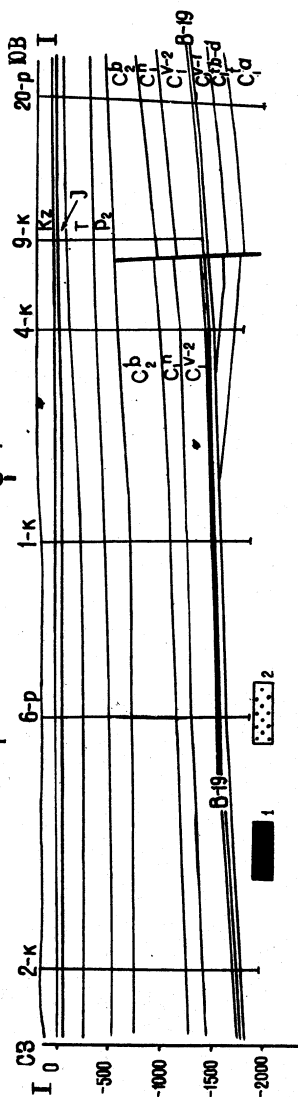


Рис. 67. Днианское месторождение. Геологический профиль. По Г.М.Александрову и Р.В.Гелетге, 1969.

I - нефть; 2 - газ.

ладают нижнекаменноугольные, девонские и частично среднекаменноугольные отложения. Первоочередным и самостоятельным объектом поисков являются нижнекаменноугольные отложения, содержащие 37% прогнозных запасов нефти и газа в регионе и характеризующиеся наиболее благоприятными условиями для образования тектонически экранированных залежей. Поиски залежей в среднекаменноугольных отложениях в рассматриваемых ловушках на большей части территории впадины следует производить попутно с поисками их в нижнекаменноугольных отложениях. И лишь на отдельных участках северной прибортовой зоны, где эти отложения менее опесчанены, а нижнекаменноугольные залегают очень глубоко (более 4–5 км), они могут быть самостоятельным объектом разведки (например, район северной прибортовой зоны впадины между Качановской и Коломакской структурами).

Высокоперспективны в отношении открытия залежей тектонически экранированного типа девонские отложения. Однако разведка их находится еще в начальной стадии. По этим отложениям несомненно имеется большой фонд неразведанных локальных антиклинальных структур, хотя выделять их существующими методами пока еще трудно. Поэтому вопрос о выявлении тектонически экранированных ловушек на моноклиналях в девонских отложениях в настоящее время не стоит так остро и актуально, как в осадках карбона. Тем не менее на ряде площадей прибортовых зон Днепровско-Донецкой впадины (Борковская, Максаковская и др.), где под антиклинальными структурами в карбоне установлены разорванные сбросами моноклинали по отложениям девона (23), уже теперь имеются предпосылки для заложения новых поисковых скважин на тектонически экранированных ловушках.

Высокоперспективные терригенные отложения нижней перми и верхнего карбона, являющиеся в настоящее время одним из основных объектов поисков залежей в ловушках сводового типа, малоблагоприятны для образования в них тектонически экранированных залежей, так как характеризуются невыдержанным литологическим составом пород. В них наблюдается частое замещение глин и аргиллитов песчаниками и алевролитами, вследствие чего образуются массивно-пластовые залежи большой высоты. Нарушающие такие залежи разрывы не служат экранами для углеводородов, так как амплитуда их обычно меньше высоты залежей и мощности проницаемой части разреза (Шебелинское, Спиваковское, Новоефремовское месторождения). Исключение составляют случаи, когда эти отложения экранируются соляными штоками. Тогда невыдержанность их состава не является фактором, влияющим на образование тектонически экранированной ловушки.

Отложения мезозоя и верхней перми также неблагоприятны для поисков тектонически экранированных залежей на моноκлиналих по той причине, что региональные и другие крупные разрывные нарушения в них не распространяются (кроме сводовых частей соляных куполов, где формирование сбросов во многом обусловлено только соляным тектогенезом и происходило и в мезозое).

В площадном отношении перспективными участками для поисков тектонически экранированных залежей в нижнекаменноугольных отложениях являются зоны краевых нарушений Днепровского грабена, моноκлиналильные участки в пределах самого грабена, а также, хотя и в меньшей степени, борта впадины. Наиболее перспективна зона северного краевого нарушения. В настоящее время достоверно установлено, что северное краевое нарушение фундамента в осадочный чехол распространяется до отложений верхней перми. В осадках нижнего и среднего карбона оно обычно выдержано в виде одного или нескольких сближенных согласных сбросов с опущенными южными крыльями. Не исключается также возможность наличия здесь несогласных сбросов с северным наклоном сбрасывателей. Сбросы северного краевого нарушения характеризуются конседиментационным развитием в каменноугольный период, а с позднепермской эпохи — прекращением роста или весьма небольшой интенсивностью развития в виде флексур. Такие условия наиболее благоприятны для формирования и сохранения залежей в ловушках, экранированных этими сбросами.

Несколько менее перспективной, но все же благоприятной является зона южного краевого нарушения. Объясняется это тем, что последнее на протяжении пермской и мезозойской истории развития характеризовалось большей тектонической активностью по сравнению с северным. В осевой части Днепровского грабена представляют интерес для поисков тектонически экранированных залежей нефти и газа далекие погружения крыльев и периклиналей крупных валлообразных поднятий (Солоховско-Диканьское, Глинско-Розбышевское, Малосорочинско-Радченковское и др.), структурные носы, экранированные сбросами, межантиκлиналильные зоны и т.д.

Эти участки, а также прибортовые зоны в нижнекаменноугольных отложениях наиболее перспективны в средней и северо-западной частях Днепровско-Донецкой впадины (до Кошелевского выступа). Менее перспективны данные ловушки в юго-восточной части впадины и на окраинах Донбасса. Это обусловлено тем, что там открыты пока только газовые месторождения в ловушках сводового типа, а газовые

задежи в тектонически экранированных ловушках на моноклиналях статистически встречаются значительно реже, чем нефтяные. Правда, возможность открытия в более глубоких горизонтах юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины и нефтяных месторождений полностью не исключается. Тогда возрастет здесь и перспективность тектонически экранированных ловушек.

Основным методом поисков тектонически экранированных ловушек в Днепровско-Донецкой впадине является сейсморазведка в комплексе с бурением отдельных поисковых скважин до перспективных отложений. В меньшей степени может быть использовано структурное бурение — на участках неглубокого (1000–1500 м) залегания каменноугольных отложений (зона южного краевого нарушения и борта впадины). Зоны краевых нарушений должны стать первоочередными объектами для поисков тектонически экранированных ловушек еще и потому, что на большей их протяженности по перспективным нижнекаменноугольным отложениям заведомо присутствует один элемент ловушек — продольный региональный сброс. Необходимо сейсморазведкой точно протрассировать его положение и выявить вблизи него структурные носы или мелкие поперечные сбросы, которые совместно с региональным нарушением будут образовывать ловушки. Для этого, по-видимому, потребуются совершенствование методики сейсмических работ, так как в настоящее время в ходе их в отложениях карбона Днепровско-Донецкой впадины не всегда достаточно уверенно выделяются сбросы со сравнительно небольшой амплитудой (30–50 м) на глубинах 2–3 км. Довольно часто сейсморазведкой сбросы пропускаются, о чем говорит последующее подсечение их скважинами, как в рассмотренном выше примере на Горобцовской площади (скв. 2).

Большую роль в поисках ловушек тектонически экранированного типа могут сыграть повторные сейсмические исследования, проводящиеся после бурения на площади первых нескольких скважин, или постановка площадных сейсмических работ в первую очередь на тех участках прибортовых зон, на которых имеются пробуренные до каменноугольных отложений скважины, но структурные условия которых неизвестны или плохо изучены (например, Чупаховская, Шевченковская, Североголубовская площади). На этих площадях каменноугольные отложения несомненно нарушены сбросами, а некоторые из них даже подсечены в скважинах. С учетом пробуренных здесь скважин достоверность выделения сейсморазведкой тектонически экранированных ловушек будет значительно большей.

На основе уже проведенных в последние годы площадных сейсмо-

разведочных работ в отложениях карбона Днепровско-Донецкой впадины можно выделить более 20 с той или иной степенью достоверности установленных ловушек тектонически экранированного типа на Щуровской, Озернянской, Плисковской, Радянской, Радченковско-Малосорочинской, Руденковской, Опшняянской, Краснозаярской и других площадях. На них целесообразно пробурить по одной поисковой скважине со вскрытием нижнекаменноугольных отложений с целью оценки продуктивности ловушек, а также для комплексной переинтерпретации сейсмических материалов, которая будет способствовать уточнению трассировки ранее выделенных нарушений.

В заключение необходимо подчеркнуть, что Днепровско-Донецкая впадина является весьма перспективной в отношении поисков тектонически экранированных залежей нефти и газа вне пределов сводовых и присводовых частей локальных положительных структур. В ловушках этого типа предполагаются преимущественно нефтяные залежи, а не газовые. Развита они будут на средних глубинах. Выявлять такие ловушки легче, чем стратиграфически и литологически экранированные. Поиски залежей углеводородов в ловушках тектонически экранированного типа на моноклиналях находятся на самой начальной стадии. Нет сомнения в том, что целенаправленные поиски ловушек такого типа позволяют значительно увеличить фонд перспективных объектов для поискового бурения, а ввод их в бурение — открыть новые месторождения нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине.

2. ДРУГИЕ РЕГИОНЫ СССР

Степень разведанности большинства нефтегазоносных регионов СССР пока еще недостаточно высока. Поэтому в них не исчерпаны перспективы выявления нефтяных и газовых месторождений в сводовых ловушках на антиклинальных структурах, разведка которых обычно наиболее эффективна. По мере разведки и использования фонда таких структур наступает период, когда особенно актуальной становится задача поисков залежей неантиклинального типа (тектонически, стратиграфически и литологически экранированных). Иногда поиски тектонически экранированных залежей на моноклиналях с самой начальной стадии освоения региона приобретают важное и самостоятельное значение, как это наблюдается в Восточновенесуэльском бассейне и во внешней зоне Галф Коста.

К настоящему времени на территории Советского Союза месторождения нефти и газа с залежами тектонически экранированного типа

на моноκлиналях кроме Днепровско-Донецкой впадины в небольшом количестве известны в Башкирии, в зоне бортового уступа Прикаспийской впадины и в Прибалтике.

В юго-западной части Башкирии, по данным Г.А.Фаттахутдинова (34), терригенные отложения девона полого ($0^{\circ}10' - 0^{\circ}36'$) погружаются к югу и юго-востоку (рис. 68). Эта моноκлираль осложнена

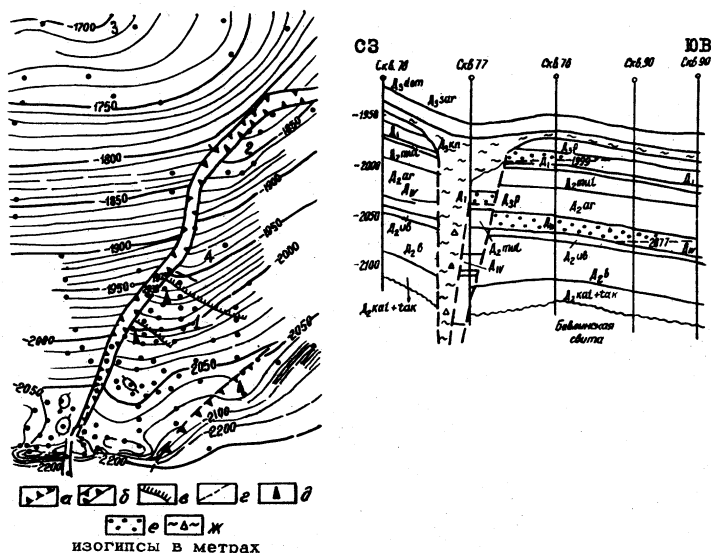


Рис. 68. Структурная карта юго-западной Башкирии по кровле пашийского горизонта и профиль через Хомутовскую площадь. По Г.А.Фаттахутдинову, 1970.

Площади: 1 - Хомутовская; 2 - Сатаевская и Каныбековская; 3 - Шнаповская; 4 - Азнакаевская; а - Алябьевско-Сатаевский грабен; б - предполагаемый сброс; в - литологическое выклинивание коллектора; г - линия профиля; д - залежи нефти на карте; е - залежи нефти на профиле; ж - аргиллиты кыновского горизонта.

Алябьевско-Сатаевским грабеном шириной 0,5-2,5 км, простирающимся в северо-восточном направлении на расстояние 60 км. Залежи нефти в пашийских и нижележащих отложениях терригенного девона приурочены к юго-восточному блоку моноκлинали и располагаются цепочкой вдоль экранирующего их грабена. На Сатаевской и Каныбековской площадях (рис. 68) ловушка нефтяной залежи в пласте D_1 образована моноκлиалью и изогнутым сбросом. На Хомутовской площади в горизонте D_{1y} ловушка комбинированная: на северо-западе сброс, а на северо-востоке и юго-западе - литологическое выклини-

вание коллектора. Сходное строение имеет и центральная часть Башкирии вблизи г. Уфы, где залежи нефти на Северосергеевской площади в пластах Д_I лапшйского и Д_{II} муллинского горизонтов экранируются основным продольным и мелкими поперечными сбросами. Амплитуды сбросов по продуктивным горизонтам во всех указанных выше случаях достигают 80 м.

Охарактеризованные сбросы, по данным Г.А. Фаттахутдинова (34), образовались в начале кыновского времени. В каменноугольных и нижнепермских отложениях они отражаются в виде слабовыраженных флексур.

Весьма перспективной зоной для поисков тектонически экранированных залежей на моноклиналях является бортовая часть Прикаспийской впадины, строение которой во многом сходно со строением внешней зоны Галф Коста. Сбросовые нарушения развиты как во внешней, так и во внутренней зоне бортового уступа Прикаспийской впадины и напоминают системы сбросов Балконес, Мексика, Талко и другие в Галф Косте. Так, например, по данным М.Б. Эздрина (39), Усовско-Тепловская зона нефтегазонакопления в Саратовском Поволжье на всем протяжении (около 100 км) осложнена сбросами. "На севере она рассечена бортовым уступом, а на юге, непосредственно за бортом, протягивается система встречных сбросов, образующих прибортовой грабен, который прослеживается почти на протяжении всей зоны. Ширина грабена от 2 до 7 км. К его северному борту, совпадающему с бортовым уступом Прикаспийской впадины, примыкает ряд структурных носов и террас. Южный борт грабена, расположенный во внутренней прибортовой части Прикаспийской впадины, также несет на себе ряд структурных осложнений, зафиксированных по отражающим горизонтам в карбоне. Благоприятное сочетание выявленных здесь нарушений дает основание предполагать возможность обнаружения тектонически экранированных залежей, связанных с пермскими и каменноугольными и, вероятно, севернее бортового уступа и девонскими отложениями" (39).

На территории Прибалтики в последние годы в отложениях кембрия выявлено несколько месторождений нефти с залежами тектонически экранированного типа на моноклиналях, описанных А.А. Каплан и П.И. Сувейздис (24). В тектоническом отношении регион представляет собой восточный склон Балтийской синеклизы. Он сложен породами от кембрия до современных, залегающих на докембрийском складчатом основании.

Наиболее изученной в настоящее время является Гартгадская

нефтеносная площадь, расположенная на территории Литвы в 25 км восточнее г.Клайпеды. В тектоническом отношении она представляет собой пологую моноклинал с северо-западным наклоном, нарушенную основным субмеридиональным сбросом с амплитудой до 180 м и более мелкими поперечными разрывами (рис. 69). Все сбросы несогласные. Тектонически экранированные ловушки образованы пересечением основ-

ного продольного и более мелких поперечных сбросов и приурочены к их поднятым крыльям. Нефтеносными являются тискреские песчаники кембрия. Из девяти пробуренных на Грагждайском месторождении скважин пять дали притоки нефти с дебитами от нескольких до 50-70 т/сутки (отмечалось фонтанирование). Максимальные притоки нефти получены из скважин, расположенных в верхних угловых частях блоков у мест пересечения сбросов.

Гаргждайская площадь была подготовлена электро- и сейсморазведкой, установившей по поверхности фундамента и в осадочном чехле два локальных поднятия и основной сброс. Последующие деталь-

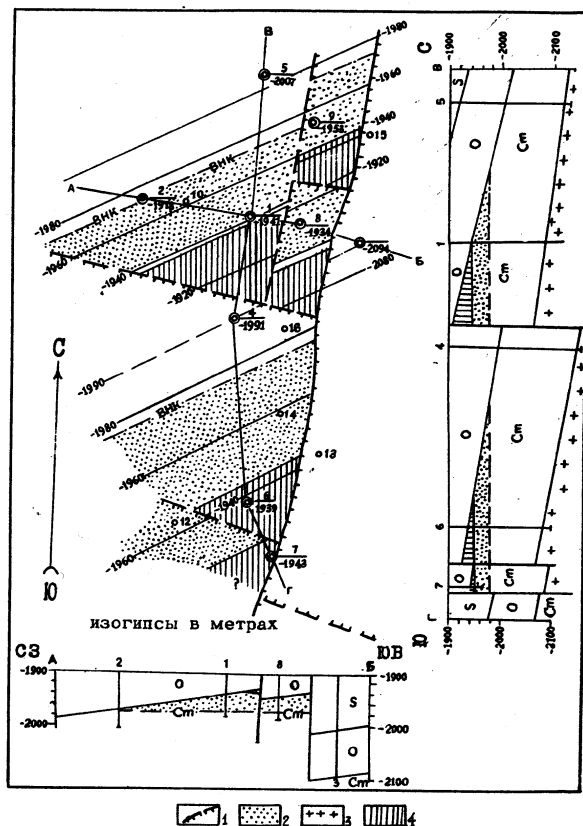


Рис. 69. Гаргждайское месторождение. Структурная карта по кровле тискреского горизонта кембрия и профили. По А.А.Каплан и П.И.Сувейздис.

1 - сбросы; 2 - участки с непромышленными притоками нефти; 3 - поверхность докембрийского фундамента; 4 - участки с промышленными притоками нефти.

ные грави- и магнитометрические исследования и глубокое бурение не подтвердили наличие антиклинальных структур, а показали развитие на площади моноклинально наклоненных блоков.

Экранирующие сбросы на Гаргждайском месторождении, как и на большинстве других участков Прибалтики, развиты в отложениях кембрия, силура, девона и карбона и не распространяются в виде разрывов в пермские и выше лежащие отложения, будучи погребенными. Формирование сбросов "связано главным образом с эпохами погружения" региона (24), т.е. они являются конседиментационными в противоположность антиклинальным структурам Прибалтики, преимущественно постседиментационным.

Во многом сходно с описанным выше строение Красноборской площади в Калининградской области и Кулгинской в Латвийской ССР. Все это позволило А.А.Каплан и П.И.Сувейздис (24) сделать вывод о приуроченности залежей нефти в Прибалтике в основном к тектонически экранированным ловушкам на моноклиналях, а не к антиклинальным структурам. Характерно, что в этом регионе детальные грави- и магнитометрические исследования в комплексе с сейсморазведкой КМПВ и МОВ позволяют весьма уверенно выделять разрывные нарушения и тектонически экранированные ловушки.

О наличии месторождений нефти и газа с залежами тектонически экранированного типа на моноклиналях в других регионах Советского Союза в литературе сведений не имеется.

Использование установленных и охарактеризованных выше общих закономерностей строения тектонически экранированных залежей (преимущественная приуроченность к поднятым крыльям несогласных сбросов, конседиментационность в развитии и погребенность экранирующих сбросов и др.) должно способствовать более эффективным их поискам. Перспективны же в этом отношении многие регионы Советского Союза и в первую очередь те, осадочный чехол в которых более интенсивно осложнен разрывными нарушениями сбросового типа. Это прежде всего грабенообразные прогибы типа Днепровско-Донецкой впадины, межгорные и предгорные прогибы (Ферганская впадина, районы Предкавказья и Предкарпатъя), пограничные зоны крупных отрицательных платформенных структур (бортовой уступ Прикаспийской впадины). В меньшей степени благоприятны для поисков тектонически экранированных залежей более спокойные типично платформенные участки в Волго-Уральской и Западносибирской областях, хотя и здесь нижняя часть осадочного чехла, непосредственно залегающая на фундаменте, может быть достаточно интенсивно нарушена разрывами.

4. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА МОНОКЛИНАЛЯХ

Рассмотрим некоторые вопросы формирования месторождений нефти и газа в ловушках тектонически экранированного типа на моноклиналях и особенно роль сбросов в этом процессе.

Формирование тектонически экранированных залежей в Галф Косте, Восточновенесуэльском и Венском бассейнах исследователи обычно рассматривают в тесной связи с вопросом о происхождении нефти и газа. При этом большинство зарубежных геологов, изучавших район Галф Кост и Восточновенесуэльский бассейн, придерживаются гипотезы органического происхождения нефти и формирования залежей ее в результате преимущественно латеральной миграции, а сбросы рассматривают только как экраны.

Гедберг, Сасс и Функхаузер (44) приводят следующие данные о южном борте Восточновенесуэльского бассейна, отрицающие вертикальную миграцию по сбросам и говорящие в пользу образования нефти вблизи тех горизонтов, где она теперь находится:

1. Нефти различных горизонтов в пределах одного блока имеют весьма различные свойства. Так, плотность ее изменяется от 0,74 до 1, содержание парафина — от следов до 15% и более, наблюдаются различные газонасыщенность, цвет, содержание серы и др., причем эти изменения незакономерны по отношению к глубине залегания продуктивных горизонтов. Характерным примером является наличие сильно парафинистой нефти в горизонтах Д и Е на месторождении Оффисина в средней части продуктивного разреза, которые перекрываются и подстилаются горизонтами с беспарафинистой нефтью.
2. Различия в солености воды горизонтов в пределах одного блока, несовместимые с вертикальной миграцией.
3. Песчаники в низах свиты фрейтис, залегающие непосредственно выше свиты оффисина, на всех месторождениях лишены нефти, хотя мало чем отличаются от нижележащих продуктивных горизонтов с точки зрения коллекторских свойств, покровов и ловушек. Отсутствие нефти в свите фрейтис названные выше исследователи объясняют отсутствием нефтематеринских отложений.

4. Общая тенденция к увеличению удельного веса нефти (вплоть до асфальтоподобной) с глубиной (хотя имеются и некоторые исключения) находится в соответствии с общей направленностью к опресне-

нию бассейна осадконакопления при отложении низов свиты офисина и осадков верхнего мела.

5. Отсутствие поверхностных нефтепроявлений, даже в районе Мерседес, где большинство экранирующих залежи сбросов выходит на поверхность.

В отношении месторождений с залежами тектонически экранированного газа в Галф Коста большинство американских геологов (К. Ландис, Л. Г. Вилкс и др.) придерживаются представлений, согласно которым сбросы выполняют в основном роль экранов для латерально мигрировавших углеводородов, источником которых являются нефтематеринские породы мезозоя и кайнозоя. Интересная схема формирования залежей предложена Д. Р. Такером для системы сбросов Сэмплс (рис. 27), образующих прогиб Карнс (68). Поскольку структурные формы системы Сэмплс сходны с таковыми в других сбросовых зонах Галф Коста (Мексика, Талко, Южный Арканзас и др.), остановимся на этом представлении подробнее (рис. 70).

По мнению Д. Р. Такера, на кровле продуктивной свиты эдвардс к предпоздне меловому времени образуется пликативный прогиб Карнс (стадия 1, рис. 70). После некоторого регионального наклона пород к юго-востоку по восточному крылу его возникает пликативное воздымание пород и формируются сводовые залежи углеводородов (стадия 2, рис. 70). В последующем (автор не уточняет когда) формируются сбросы и нарушают залежь, превращая ее в тектонически экранированную (стадии 3, 4 на рис. 70). По нашему мнению, эта схема образования залежей недостаточно обоснована вследствие того, что базируется на неверных представлениях о возрасте экранирующих сбросов.

Д. Р. Такер считает, что "сбросы не начинали формироваться по крайней мере до конца раннемелового времени" (68, стр. 838). Выше нами было показано, что экранирующие разрывы в периферийных сбросовых системах Галф Коста формируются с самого начала отложения ныне продуктивных свит, причем наибольший прирост амплитуды их приходится на период осадконакопления в меловое время.

В истории региона не было периода (начиная с раннего мела), когда бы прогиб Карнс развивался без сбросов. Например, амплитуда экранирующего сброса на месторождении Персон (рис. 28, 29), расположенном в этом прогибе, так изменяется снизу вверх: по кровле продуктивной свиты эдвардс 150 м, по кровле нижнего мела - 115 м, по кровле верхнего мела - 20 м. Следовательно, к предпоздне меловому времени амплитуда сброса по кровле эдвардс уже составляла 35 м (23%), а к концу верхнего мела - 130 м (87%). Кроме того, анализ мощностей показывает, что в пределах всех грабенов периферий-

ной зоны Галф Коста пликативный наклон слоев направлен только к оси бассейна и нет противоположных наклонов, как это показано на схеме Д.Р.Такера (стадия I, 2 рис. 70). Следовательно, даже при условии раннего (меловой период) времени образования месторождений нефти и газа залежи в сбросовых зонах Галф Коста, по-видимому, сразу формировались как тектонически экранированные, а не как сводовые.

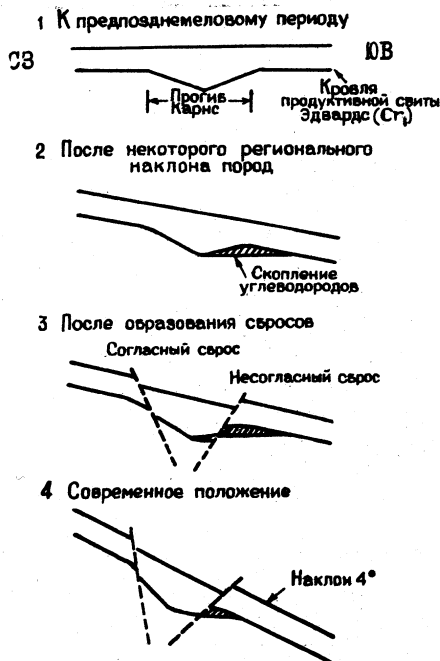


Рис. 70. Схема формирования залежей углеводородов в зоне сбросов Самплс. По Д.Р.Такеру, 1968.

По вопросу о происхождении углеводородов и формирования их залежей в Венском бассейне высказаны две основные точки зрения. В работах М.И.Варенцова (7), А.Т.Кротова (26), Р.Яношенка (47), К.Фридля (35) и других исследователей защищается гипотеза органического происхождения нефти (нефтематеринскими считаются глинисто-мергельные отложения миоцена в осевой наиболее погруженной части прогиба). Формирование залежей, по этим представлениям, происходило благодаря латеральной миграции флюидов от оси прогиба к бортам, скопления их в приразломных ловушках (брахиантиклинальных и полукуполах) и последующему перераспределению по разрезу путем вертикальной миграции по разрывам, имевшей в общем подчиненное значение.

В.И.Высоцкий и Л.А.Файнгерш (9) считают, что нефтематеринскими в Венском бассейне являются мезозойские отложения, а формирование залежей в миоцене и плиоцене обусловлено вертикальной миграцией.

Г.Н.Доленко (19) и некоторые другие исследователи защищают гипотезу неорганического происхождения нефти и газа в Венском

бассейне, а формирование их залежей обуславливают вертикальной миграцией углеводородов с больших глубин по региональным разломам. При этом залежи по времени возникновения считаются молодыми: образование их произошло в конце палеогенового века (конец палеогена) и связано с последней и наиболее сильной роданской фазой альпийского тектонического цикла. Одним из доказательств этого Г.Н. Доленко (19) считает молодой (постпалеогеновый) возраст ловушек в Венском бассейне, что не соответствует действительности, ибо ловушки в данном регионе (сбросы, купола, полукупола), как показано выше, формировались на протяжении всего неогена, а постпалеогеновая фаза лишь увеличила, хотя и довольно значительно, их амплитуды.

На основе установленных общих закономерностей строения тектонически экранированных залежей на моноклинах (преимущественная приуроченность их к поднятым крыльям несогласных сбросов, конседиментационный характер развития экранирующих сбросов, погребенность и слабая активность их на последних этапах развития региона и др.) с учетом существующих представлений можно сделать некоторые выводы о роли сбросов в формировании этого типа залежей. Основной вывод, подтверждающий представления ряда советских исследователей (20, 10), состоит в том, что в одних случаях сбросы играют роль только экранов для углеводородов, а в других – и экранов, и проводников. Прямым доказательством роли сбросов как экранов является существование тектонически экранированных залежей, где сбросы удерживают углеводороды. О сбросах же как проводниках (путях вертикальной миграции) свидетельствуют косвенные данные – поверхностные нефтегазопроявления у сбросов, многопластовость и большая стратиграфическая высота продуктивности, наличие залежей в самых верхних горизонтах разреза континентального происхождения. Эти признаки имеются в Рейнском грабене и Венском бассейне и, наоборот, отсутствуют в Восточновенесуэльском бассейне, Галф Косте и др.

Задача исследований состоит в том, чтобы установить, когда и в каких условиях разрывы являются проводниками, а когда экранами. Эта задача включает выяснение структурных, палеоструктурных, фациальных, гидродинамических и других условий района развития разрывных нарушений и может быть решена только на основе комплексного анализа этих вопросов. Сейчас же можно высказать только некоторые соображения, вытекающие из установленных закономерностей строения тектонически экранированных залежей нефти и газа вне пределов локальных поднятий.

В теоретическом плане очевидно, что наиболее благоприятные условия для миграции углеводородов по разрывным нарушениям создаются в периоды более интенсивного их формирования.

На основе установленной нами зависимости между запасами нефти в тектонически экранированных залежах и условиями развития экранирующих сбросов можно сделать вывод, что не всякая активность движений по сбросам благоприятна для миграции по ним углеводородов, а только постседиментационная. В то время, когда сбросы растут на фоне регионального подъема территории, происходит раскрытие системы трещин и, наоборот, даже при значительном конседиментационном формировании сбросов трещины его, по-видимому, не раскрываются и сбросы являются непроницаемыми. Это связано, вероятно, с тем, что при росте сбросов в условиях прогибания региона и осадонакопления, хотя в региональном плане и господствуют напряжения растяжения, вблизи поверхности сбрасывателя вследствие ее наклона возникают местные сжимающие напряжения, что обосновывалось нами ранее при анализе механизма образования приразломных конседиментационных структур (21). Местные напряжения сжатия, видимо, и препятствуют раскрытию трещин сброса в период его конседиментационного роста.

Этот вывод подтверждается также распространением нефтяных и газовых залежей на солянокупольных поднятиях Днепровско-Донецкой впадины (Рыбальское, Качановское, Сагайдакское, Бельское и др.). Подавляющее большинство сбросов, осложняющих эти поднятия, характеризуются постседиментационным формированием в предположенную пермскую, предмеловую и предпалеогеновую эпохи региональных восходящих движений. Это приводило к вертикальной миграции флюидов по сбросам снизу вверх в отложения верхней перми, триаса и юры и созданию большого этажа нефтегазоносности в пределах нарушенных сбросами структур.

Анализ тектонически экранированных залежей на моноклиналиях позволяет также утверждать о несовместимости представлений о молодом возрасте всех залежей (по В.Б.Порфирьеву, миоцен-плиоценовом) и формировании их в результате вертикальной миграции по сбросам. У большинства таких залежей экранирующие сбросы являются погребенными, в неогене, а часто и значительно ранее они уже не формировались, т.е. условия существования этих сбросов были такие же, как и в современный период, когда они выполняют только роль экранов для углеводородов. Отсутствие подвижек по сбросам и обуславливало отсутствие вертикальной миграции флюидов по ним.

Даже допущение появления глубинных углеводородов с аномально высоким пластовым давлением, способствующим гидроразрыву трещин сбросов, не спасает положение, так как этот подток, вероятно, может происходить также только в периоды интенсивного постседиментационного роста сбросов. Кроме того, проявление таких процессов сохранилось бы в виде наличия в тектонически экранированных залежах аномально высоких пластовых давлений, что не подтверждается ни на одном из проанализированных месторождений.

В общем можно следующим образом представить схему формирования месторождений нефти и газа с залежами тектонически экранированного типа на моноклиналях. В период отложения ныне продуктивных толщ и вслед за ним в конседиментационно развивавшихся ловушках в результате латеральной миграции углеводородов и экранирования их сбросами формируются первичные залежи нефти и газа. В районах, где в последующем не происходило значительных постседиментационных подвижек по сбросам или они вообще становились погребенными, первичные залежи без существенных изменений сохранились до настоящего времени (Восточновенесуэльский бассейн, Галф Кост и др.). Там же, где в период после формирования первичных залежей в регионе проявились одна или несколько постседиментационных тектонических фаз с соответствующей активностью движений по сбросам, происходили раскрытие трещин сбросов, разрушение первичных залежей углеводородов, миграция их по сбросовым трещинам вверх с насыщением вышележащих горизонтов. Формировались таким образом вторичные залежи, часть нефти и газа истекла на поверхность (Венский бассейн, Рейнский грабен). Такие залежи нефти и газа — как сохранившиеся первичные, так и вторичные — более мелкие по запасам, чем в первом случае, но имеют большую стратиграфическую высоту распространения.

Из приведенной схемы формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа следует положение об экранирующих и проводящих свойствах сбросов. Экранами являются конседиментационные сбросы, проводниками — постседиментационные. Часто встречающиеся сбросы смешанного формирования на конседиментационных стадиях развития (и в периоды отсутствия роста вообще) выполняют роль экранов для углеводородов, а в периоды постседиментационного роста — роль проводников.

ЛИТЕРАТУРА

1. А н д р е с А., Ш а д А. Сейсмическое картирование сбросовых зон в северной и средней частях Верхнерейнского грабена. "У Межд. нефтяной конгресс", т. I, Гостоптехиздат, 1961.
2. А л и - З а д е А.А., М а р т и р о с я н А.М., Ч е р н о - м о р д и к о в М.З., Ш а п и р о Б.А. О влиянии дизъюнктивных нарушений на гидродинамическую изоляцию нефтегазоносных блоков. "Геология нефти и газа", 1966, № 5.
3. Б а к и р о в А.А., Б а к и р о в Э.А., М е л и к - П а ш а е в В.С., М у з ы ч е н к о Н.М., Ф о м к и н К.В., Ю д и н Г.Т. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. "Вышая школа", 1968.
4. Б р о д И.О., В а с и л ь е в В.Г. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. "Недра", 1965.
5. Б л ю м е н р е д е р Ж. Месторождения Франции. Эльзас. "XX Межд. геолог. конгресс", т. 2, Гостоптехиздат, 1959.
6. Б р у д е р е р В., Л у и М.К. Условия, контролирующие распределение и образование нефти в Рейнском грабене Франции и ФРГ. Сб. "Распространение нефти", Гостоптехиздат, 1961.
7. В а р е н ц о в М.И. Геология и нефтеносность Венского бассейна. Сборн. геол. работ, посвященных памяти акад. И.М. Губкина. Гостоптехиздат, 1948.
8. В и т е н к о В.А., Н о в о с и л е ц к и й Р.М., Ш в а й Л.П. Некоторые вопросы формирования, сохранения и разрушения нефтяных и газовых залежей Днепровско-Донецкой впадины. Сб. "Тектоника и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины", "Наукова думка", 1966.
9. В ы с о ц к и й В.И., Ф а й н г е р ш Л.А. Образование нефти в Венском бассейне. "Геология нефти", 1969, № 12.
10. Б о л к о в А.М., Р ы л ь к о в А.В. Влияние дизъюнктивных нарушений на формирование месторождений нефти и газа. В кн.:

- "Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа". Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 8, "Недра", 1968.
11. Бакиров А.А. Нефтегазоносные области Америки. Гостоптехиздат, 1959.
 12. Гавриш В.К. Глубинные структуры и методика их изучения. "Наукова думка", 1969.
 13. Геология нефти. Справочник, т. 2, книга 2, "Недра", 1968.
 14. Гедеманн Г.А. Нефтяные месторождения Гоне, Везердорф-Север, Эррель-Юг, Ханкенсбюттель. "XX Межд. геол. конгресс", т. 2, Гостоптехиздат, 1959.
 15. Глушко В.В., Клиточенко И.Ф., Крамаренко В.Н., Максимов С.П., Чирвинская М.В. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР. Гостоптехиздат, 1963.
 16. Геерман О. Юногерманский молассовый бассейн. "XX Межд. геол. конгресс", т.2, Гостоптехиздат, 1959.
 17. Гехт Ф. Тектоника и миграция нефти в нефтяных месторождениях прогиба Гифхорн (северо-западная Германия). "У Межд. нефт. конгресс", т. I, Гостоптехиздат, 1961.
 18. Гончаров Е.К., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф. Характер тектонического развития северной краевой части Доно-Днепровского прогиба в каменноугольный период. Труды УкрНИГРИ, вып. 16, "Недра", 1968.
 19. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. Изд-во АН УССР, 1962.
 20. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. "Недра", 1968.
 21. Кабышев Б.П. Условия формирования надразломных и приразломных структур Днепровско-Донецкой впадины. Сб. "Геология и геохимия горючих ископаемых", вып. 16, "Наукова думка", 1968.
 22. Кабышев Б.П. Перспективы поисков тектонически экранированных залежей нефти и газа на моноκлиальных участках Днепровского грабена. "Нефтегазовая геология и геофизика", 1970, № 3.
 23. Кабышев Б.П. Некоторые вопросы разведки девонских отложений в Днепровско-Донецкой впадине. "Нефтяная и газовая промышленность", 1970, № I.
 24. Каплан А.А., Сувейздис П.И. Некоторые особенности тектоники Прибалтики в связи с ее нефтегазоносностью. БМОИП, отд. геол., № 3, 1970.

25. К у д р я в ц е в Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Гостоптехиздат, 1963.
26. К р о т о в и ч А.Т. Основные черты развития Венского бассейна в третичную эпоху. "Нефть и газ", 1959, № 6.
27. Л е в о р с е н А.И. Геология нефти. Гостоптехиздат, 1958.
28. Л и н е ц к и й В.Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей. "Наукова думка", 1965.
29. М е л и х о в В.А. К вопросу сопоставления морфометрических и геофизических данных. Сб. "Достижения геологической науки по Днепровско-Донецкой впадине за годы Советской власти", Чернигов, 1967.
30. М о р а л е с Л.Г. и колумбийские нефтяники. Геологическое строение и нефтеносность долины среднего течения р.Магдалена в Колумбии. Сб. "Распространение нефти", Гостоптехиздат, 1961.
31. П е й в е А.В. Связь осадконакопления, складчатости, магматизма и минеральных месторождений с глубинными разломами. Изв. АН СССР, сер. геол., № 3, 1956.
32. Р е н ц Г.Г., О л б е р д и н г Г., Д э л л м е с К.Ф., П а т т е р с о н Дж.М., Р о б и Р.Г., У э й с б о р д Н.Э. Х о з е Мас - В о л л. Восточновенесуэльский бассейн. Сб. "Распространение нефти", Гостоптехиздат, 1961.
33. С и м о н с о н Р.Р. Нефть в долине Сан-Джовини в Калифорнии. Сб. "Распространение нефти", Гостоптехиздат, 1961.
34. Ф а т т а х у т д и н о в Г.А. Нефтяные залежи в терригенном девоне юго-восточного склона Русской платформы, акранированные грабенами и сбросами. "Геология нефти и газа", 1970, № 5.
35. Ф р и д л ь К. Нефтяные месторождения Венского бассейна. "У Межд. нефтяной конгресс", т. I, Гостоптехиздат, 1961.
36. Х а и н В.Е. Общая геотектоника. "Недра", 1964.
37. Ч и р в и н с к а я М.В. О классификации разрывных нарушений территории Украинской ССР. "Проблемы физики Земли", Геофизический сборник АН УССР, "Наукова думка", вып. 15, 1966.
38. Ш а д А. Нефтеносность Рейнского грабена. "XX Межд. геол. конгресс", т. 2, Гостоптехиздат, 1959.
39. Э з д р и н М.Б. Новые вероятные зоны нефтегазонакопления на юго-восточном склоне Русской платформы. Сб. "Геол., нефтегазонаосность и методика поисково-разведочных работ в Нижнем Поволжье". Тр. ИВНИИГТ, вып. II, 1969.
40. И н г Г., Б е л ь и с а А., Р е н ц Г. и др. Геологическое строение осадочных бассейнов и нефтяных месторождений Венесуэлы. "XX Межд. геол. конгресс", т.3, Гостоптехиздат, 1959.

41. C u r r e n t A.M. Gilberttown field, Choctaw County, Alabama. "Structure of typical American oil fields", vol. 111, Tulsa, 1948.
42. Corpus Christi. Geological society. A simposia 1961-1962.
43. H a g e r D.S., B u r n e t t C.M. Mexia-Talco fault line in Hopkins and Delta counties Texas. BAAPG, N 3, 1960.
44. H a d b e r g H.D. , S a s s L.C., F u n k h o u s e r H.J. Oil fields of Greater Oficina area Central Anzoategui, Venezuela. BAAPG, N 12, 1947.
45. H e r a l d F.A. (ed) Occurrence of oil and gas in Northeast Texas, 1951.
46. H o b s o n G.D. Faulting and oil accumulation. "Inst. Petroleum", v. 42, 1956, 23-26.
47. J a n o s c h e k R. The Inner - Alpine Vienna basin. "Habitat of oil", 1958.
48. K n e b e l R.M. The Fanning fault field. "The petroleum engineer", N 2, 1957.
49. K o r n f e l d J.A. East Texas basin offers new type fields. "World oil", v. 146, N 1, 1958.
50. L a n d e s K.K. Petroleum geology, New York, 1959.
51. M c C a l l u m H.D. Darst Creek oil field, Guadalupe county, Texas BAAPG, N 1, 1933.
52. M e n c h e r E., F i c h e r H.J., R e n z H.H., W a l l i s W.E., P a t t e r s o n J.M., R o b l e R.H. Geology of Venezuela and its oil fields. BAAPG, N 4, 1953.
53. M o o r e E.L., S h i e l d s J.A. Chimire field., Anzoategui, Venezuela BAAPG, N 5, 1952.
54. M o o r e D.B. Subsurface geology of the Gilberttown oil field. Geological survey of Alabama, Circular 35, 1967.
55. M u r r a y G.E. (ed.). Geology of the Atlantic and Gulf Coast province of North America, 1961.
56. Oil and Gas fields of Southeast Louisiana, vol. 1, 1965.
57. O l s o n W.S. Source - bed problem in Velasquez fields, Colombia. BAAPG, N 8, 1954.
58. P a t t e r s o n J.M., W i l s o n J.G. Oil fields of Mercedes region, Venezuela. BAAPG, N 12, 1953.
59. P h i l p o t t T.H. Louisiana - Arkansas region may yield additional oil. "World oil", N 6, v. 35, 1952.
60. Q u a r l e s M.Jr. Salt - ridge hypothesis on origin of Texas Gulf Coast type of faulting. BAAPG, N 3, 1953.

61. R e a s s e r D.F. Balcones fault system: its northeast extent. BAAPG, N 10, 1961.
62. S c h w a r t z C.B. Fouke oil and gas field,, Miller county, Arkansas. "Structure of typical American oil fields", v. 3, 1948.
63. S m i t h D.A. Theoretical consideration of sealing and non-sealing faults. BAAPG, N 2, 1966.
64. S t e i n h o f f R.O. Professor view continental slope origin of Gulf Coastal faulting. "Oil and gas Journ", v. 65, N 12, 1967.
65. S t o w a s s e r H. Strukturbildung am Steinbergbruch im Wiener Becken. "Erdoel - Erdgas - Zeitschrift", 82, Mai 1966.
66. Structure maps of Texas oil fields. Dallas, 1957.
67. S t u a r t S. U m p l e b y. Faulting, accumulation and fluid distribution in Ramsey pool, Payne County, Oklahoma. BAAPG, v. 40, N 1, 1956.
68. T u c k e r D.R. Lower cretaceous geology northwestern Karnes county, Texas. BAAPG, N 5, 1968.
69. Typical oil and gas fields of southeast Texas, 1962.
70. Typical oil and gas fields of Southwestern Louisiana, 1964.
71. Typical oil and gas fields of southeast Texas; ed. R.L. Denhan, 1967.
72. W a l t h a l l B.H., W a l p e r J.L. Peripheral Gulf rifting Northeast Texas. BAAPG, N 1, 1967.
73. W e e k s L.G. Habitat of oil and some factors that control it. "Habitat of oil", 1958.
74. W e n d e r l a n d E.A., Shelby T.H. Talco oil field, Franklin and Titus counties, Texas. "Structure of typical American oil fields", v. 3, Tulsa, 1948.
75. W i g g i n s P.N. Geology of Ham Gossett oil field, Kaufman county, Texas. BAAPG, N 2, 1954.
76. W r i g h t A.C. Merigale field, Wood county, Texas. BAAPG, N 12, 1945.
77. Y o u s s e f M.J. Structural pattern of Egypt and its interpretation. BAAPG, N 4, 1968.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Месторождения с тектонически экранированными залежами нефти и газа за рубежом	5
Восточновенесуэльский бассейн	5
Бассейн Галф Кост (США)	23
Венский бассейн	57
Другие нефтегазоносные регионы (впадины Магдаленская, Сан-Хоакин, Иллинойская, Рейнский и Суэцкий грабены и др.)	68
2. Общие закономерности строения тектонически экранированных залежей на моноклиналиях и методика их поисков	84
3. Перспективы поисков тектонически экранированных залежей в нефтегазоносных регионах СССР	92
Днепровско-Донецкая впадина	92
Другие регионы СССР	107
4. Некоторые вопросы формирования тектонически экранированных залежей на моноклиналиях	112
Литература	118

Министерство геологии СССР
Украинский научно-исследовательский
геологоразведочный институт (УкрНИГРИ)

В.А.Витенко, Б.П.Кабышев

Закономерности строения и формирования тектонически
экранированных залежей нефти и газа

Редактор А.М.Комкова
Корректор Л.И.Гузак

БГ 09797. Подписано к печати 30.XI 1971г.

Формат 60 x 84 $\frac{1}{16}$. Бум. л. 3, 875.

Печ. л. 7,2. Уч.-изд. л. 6,3. Тираж 600

Цена 70 коп. Зак. 226.

Издательство Львовского университета
Львов, Университетская, 1
Ротапринт УкрНИГРИ. Львов, пл.Мицкевича, 8