

В.К. ГАВРИШ

Роль глубинных
разломов
в миграции
и аккумуляции

НЕФТИ
И ГАЗА

АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНСКОЙ ССР
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК

В. К. ГАВРИШ

Роль глубинных
разломов
в миграции
и аккумуляции

НЕФТИ
И ГАЗА

2541

КИЕВ «НАУКОВА ДУМКА» 1978



УДК 551.243.8 : 553.98.061.33

Роль глубинных разломов в миграции и аккумуляции нефти и газа.
Гавриш В. К. К., «Наук. думка», 1978. 172 с.

Глубинные разломы — это глубокозаложенные, длительно развивающиеся, сложностроенные, широкие (до 50 км) и региональные зоны тектонического перемещения горных пород, что позволяет рассматривать их не только как пути миграции флюидов, но и как самостоятельные объекты для аккумуляции, размещения и поисков месторождений нефти и газа. По площадному, глубинному, генетическому, кинематическому и другим признакам разломы классифицируются на несколько типов, которые по-разному влияли на миграцию и особенно аккумуляцию углеводородов. Анализ более тридцати нефтегазоносных провинций показал, что в этом процессе решающее значение приобретают генетические и структурообразующие особенности разломов, а также геотектоническое развитие тех провинций, которые они осложняют. На основании сравнительно-тектонического анализа размещения глубинных разломов и приуроченности к ним нефтяных и газовых месторождений рекомендуются наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении объекты.

Рассчитана на геологов, геофизиков, нефтяников и студентов старших курсов этих специальностей.

Ответственный редактор И. И. ЧЕБАНЕНКО

Рецензенты А. В. ЧЕКУНОВ, В. С. ПОПОВ

Редакция литературы о Земле

Глубинным разломам, важнейшим тектоническим элементам земной коры, в последние годы уделяется очень много внимания. В сравнительно короткое время учение о глубинных разломах оформилось в самостоятельный раздел геотектоники. Проблеме глубинных разломов неоднократно посвящались специальные конференции и совещания.

Существенный интерес глубинные разломы вызывают в связи с новой глобальной тектоникой и поисками полезных ископаемых, прежде всего месторождений нефти или газа, особенно у сторонников неорганического синтеза нефти, поскольку глубинные разломы являются единственными каналами возможной передачи земной коре не только энергии и вещества мантии Земли, но и глубинных углеводородов.

Проведенный анализ сетки разломов в различных (свыше 35) нефтегазоносных провинциях мира показал, что в размещении месторождений нефти и газа глубинные разломы играют важную роль независимо от происхождения нефти, так как это прежде всего линейные или зональные нарушения крупных частей земной коры и верхней мантии, которые находят отражение в слоях осадочной толщи. К ним обычно приурочены различного рода ловушки, благоприятные для концентрации промышленных скоплений и даже гигантских месторождений нефти и газа.

Глубинные разломы, обладая длительным и сложным тектоническим развитием, способствовали образованию не только антиклинальных, но и стратиграфических, литологических и тектонических ловушек, что особенно важно для поисков нефти и газа в хорошо изученной геолого-геофизическими методами европейской части СССР, где находятся крупные промышленные и густонаселенные центры страны, а фонд антиклинальных структур до глубины 3—4 км достаточно изучен и резко сокращается. Одним из первоочередных объектов для поисков и прогноза месторождений нефти и газа является Припятско-Донецкая нефтегазоносная провинция, дислоцированная многочисленными и разновозрастными глубинными разломами.

Изучение многочисленных глубинных разломов из различных нефтегазоносных провинций земного шара дало возможность получить новый фактический материал об их роли в миграции, аккумуляции и размещении нефти и газа, а также высказать новые теоретические и практические положения о прогнозе нефтегазоносности зон глубинных разломов Припятско-Донецкой и других нефтегазоносных провинций.

Анализ полевого, фондового и опубликованного материала позволил классифицировать глубинные разломы на различные типы с целью определения их роли в миграции и аккумуляции главным образом углеводородных флюидов.

При этом основное внимание уделялось изучению значимости разломов сбросового, сдвигового и других типов в формировании локальных поднятий, внутриразломных горстов и грабенов, в литофациальном или литофизическом изменении пород верхней (хрупкой) части земной коры (до глубин 5—7 км), поскольку к ней приурочены основные запасы нефти и газа. Выяснялось, какое (прямое или косвенное) влияние оказывали различные глубинные разломы на миграцию и особенно аккумуляцию углеводородов, на формирование небольших, крупных или гигантских месторождений нефти и газа.

Автор выражает искреннюю признательность академику АН УССР В. Б. Порфирьеву, просмотревшему рукопись и сделавшему ценные замечания, а также своим сотрудникам за помощь и содействие в оформлении материалов книги.

**ЭВОЛЮЦИЯ ВЗГЛЯДОВ О ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМАХ
ЗЕМНОЙ КОРЫ**

Первые упоминания о региональных разломах земной коры, трассируемых от Келецко-Сандомирского кряжа через Донбасс до Мангышлакского Каратау, находим в трудах А. П. Карпинского (1883). Выделяемые им разломы получили в литературе название «линии Карпинского» (Suess, 1909). Несколько позже американский геолог У. Хоббс (1914) назвал систему крупных разломов линияментами. Разрывы и разломы описываются в работах В. А. Николаева (1933), Н. Г. Кассина (1934), В. И. Попова (1938), Е. А. Кузнецова (1939), Г. Клооса (1939), В. А. Обручева (1940), В. С. Завистовского (1940), Л. Ф. Лунгерсгаузена (1941), С. И. Субботина (1941) и др. Однако наибольшее внимание начали уделять разломам только после фундаментальных исследований А. В. Пейве (1945—1955 и др.), который впервые обосновал понятие «глубинный разлом» и дал его определение.

По данным А. И. Суворова и др. (1972), только в течение 1950—1970 гг. разломы с различной полнотой освещались более чем в 2200 научных трудах.

По представлению А. В. Пейве, глубинные разломы — это дизъюнктивные поверхности или узкие зоны между дифференцированно движущимися сегментами земной коры, характеризующиеся длительностью развития, глубиной заложения, большой пространственной протяженностью (до нескольких сотен километров), определенной связью с формациями горных пород и магматической деятельностью. Было доказано, что глубинные разломы не мигрируют в пространстве, а развиваются по одним и тем же тектоническим швам.

В 1947 г. появилась книга Р. Зондера, в которой он выделил мировую систему разломов и назвал ее «системой регматических трещин», пересекающих одновременно такие разнородные тектонические элементы, как дно океанов и континентальные платформы. В том же 1947 г. Ф. А. Венинг-Майнес попытался объяснить происхождение планетарной сетки разломов. По его мнению, последняя обусловлена действием сил, которые весьма обычны по характеру и распространены по всей Земле. Эти силы действовали на протяжении всей истории развития коры, и поэтому на поверхности Земли отмечается непрерывное возобновление планетарных трещин.

Г. Клоос (1948) также считал, что разломы, разделяющие блоки фундамента Европы, очень древние и активизировались практически в течение всей истории развития Земли, хотя многие из них, например краевые разломы Рейнского грабена, по гипотезе рифта образовались недавно в результате горизонтального растяжения земной коры в воздымающихся сводах.

Аналогичной точки зрения на природу Рейнского, Днепровско-Донецкого и прочих рифтов придерживались В. В. Белоусов (1954), М. В. Муратов и др. (1962), А. А. Богданов и др. (1963), В. Е. Ханн (1964), В. К. Гавриш (1965, 1974), В. Г. Бондарчук (1967), К. В. Боголепов и др. (1971), П. Н. Кропоткин, Б. М. Валяев и др. (1971).

Большое внимание разломам и их генезису придавал Н. С. Шатский (1945, 1946), выделивший в фундаменте Восточно-Европейской платформы многочисленные сбросы, ограничивающие платформенные валы и антеклизы, доказав, что флексуры и грабены на платформе обусловлены крупными разломами, часто не проявляющимися на поверхности в виде трещин. Н. С. Шатский (1948) подметил, что один и тот же разлом может рассекать как платформу, так и примыкающие к ней складчатые области. Например, разлом, ограничивающий Восточно-Русскую зону опускания, прослеживается от бассейна Камы до Большого Кавказа включительно. Платформенные разломы Н. С. Шатский сгруппировал в две системы — ортогональную и диагональную. В 1955 г. он писал, что форма и соотношение синеклиз и прогибов при их оседании определяются глыбовой структурой земной коры, т. е. ранее существовавшей или потенциальной сеткой разломов и тектонических швов платформенного характера, распределение которых обуславливается вращением Земли и возможными его изменениями.

В 1956 г. А. В. Пейве доказал, что разломы, с направлением которых связано простираие всех других тектонических элементов, очень консервативны и развиваются миллиарды лет. Перемещение блоков вдоль разломов происходит, по мнению А. В. Пейве (1960), в трех направлениях: по сбросам, надвигам и сдвигам. Он выделил радиальные и тангенциальные разломы. В 1961 г. Пейве установил динамическое единство глубинных сдвигов и надвигов, амплитуда которых достигает 100 (Внешняя зона Памира) — 250 км (Южный Памир), и указал на необратимость горизонтальных перемещений блоков вдоль этих разломов, обусловленных гравитационно-инерционными напряжениями Земли. Наличие в зонах глубинных надвигов ультраосновных пород и преобладание в глубоких сейсмических очагах горизонтальных или косо направленных сколовых напряжений привели А. В. Пейве (1965) к предположению о том, что в земной коре и мантии развиты горизонтальные движения. Глубинные разломы, по последним представлениям А. В. Пейве

(1967),— это морфологически выраженные длительно развивающиеся вертикальные, наклонные или горизонтальные глубинные поверхности тектонического перемещения горных масс. Основными формами тектонических движений этих масс являются пластические и разрывно-глыбовые тектонические течения. А. В. Пейве изменил прежние представления о длительном, измеряющемся сотнями миллионов лет геологическом развитии на одном и том же месте глубинных «разломов» в мантии. Скорость латерального тектонического движения океанического материала в 3—4 раза больше скорости тектонического течения континентов.

В. Е. Хаин (1963—1973) считает, что глубинный разлом должен обязательно обладать тремя главными особенностями: большой протяженностью; значительной глубиной заложения; длительностью и многофазностью развития, нередко с переменной знака по разрыву. На поверхности глубинные разломы проявляются широкой (до первых десятков километров) зоной разрывных нарушений. «Видеть», по выражению Хаина, глубинный разлом со всеми его характерными свойствами удается очень редко. Обычно он прослеживается на местности по комплексу структурных, геофизических, геоморфологических, седиментационных и магматических признаков. По глубине заложения он выделяет: 1) сверхглубинные (400—700 км); 2) среднеглубинные (100—300 км) и 3) подкоровые глубинные разломы, проникающие в подошву коры. Глубинным разломам он противопоставляет коровые разломы, затухающие в земной коре. Разломы, отделяющие материки от океанов, именуется периокеаническими; перикратонные разломы или краевые швы отделяют геосинклинали от платформ; внутригеосинклинальные граничные разломы разделяют геосинклинальные прогибы и геоантиклинальные поднятия; межглыбовые продольные и поперечные разломы геосинклинальных областей и платформ определяют ступенчатое строение крыльев и погруженных складчатых зон. Выделяются сквозные и сверхсквозные разломы. Сквозные разломы пересекают платформы и геосинклинали, нередко меняя при переходе направление перемещения на обратное. По кинематической природе выделяются: глубинные сбросы, глубинные раздвиги, глубинные взбросы, глубинные сдвиги. Глубинные разломы разделяются на одиночные и парные с обособлением между ними шовных зон в виде грабенов или горстов. Некоторые разломы, например глубинные сбросы, ограничивающие рифты, образовались, по мнению В. Е. Хаина, в сводах поднятий, потенциально ослабленных тектоническими швами.

С. И. Субботин (1954—1968) объяснял образование глубинных разломов проседанием земной коры над краевыми частями уплотняющихся масс подкорового субстрата.

А. А. Борисов (1966) предложил классифицировать разломы по их тектоническому положению на планетарные, региональные и местные; по магноактивному признаку — на открытые, частично открытые и закрытые; по времени заложения — на догеосинклинальные, сингеосинклинальные и постгеосинклинальные.

Проведенный И. И. Чебаненко (1963—1966) анализ закономерностей разломной тектоники позволил ему сделать вывод о том, что в масштабе Земли выделяется два главных направления планетарных глубинных разломов: по азимутам 305—310 и 35—40°, которые контролируют структурное положение основных геотектонических элементов земной коры. Другие четыре направления (10—15, 65—70, 280—285 и 335—340°) имеют подчиненное значение. Эти выводы подтверждены лабораторными моделями (Чередниченко и др., 1966), показавшими, что под воздействием ротационных напряжений возникают две системы разломов, ориентированных по азимутам 40—45 и 315—320°. В своей последней работе И. И. Чебаненко (1974) крупные зоны разрывных тектонических нарушений и глубинные разломы отнес к категории региональных разломов, поскольку глубина проникновения больших разломов не всегда известна. Среди региональных разломов им выделены три группы: региональные глубинные подкорковые разломы, региональные глубокие подкорковые разломы и региональные неглубокие локальные разломы.

По представлениям В. И. Смирнова (1961), глубинные разломы, формирующие магматические пояса в геосинклиналях, возникают только на ранней либо на поздней стадии развития геосинклинальных прогибов под влиянием растягивающих усилий.

Г. Д. Ажгирей (1967) выделяет четыре типа линейных тектонических структур Земли. Глыбово-складчатые пояса нерифтового типа характеризуются землетрясениями на уровне 300—720 км и специфическими структурами сжатия и растяжения в верхних горизонтах земной коры. Рифтовые пояса выражены сводовыми поднятиями, обычно унаследованно растущими на древних поясах группы А и характеризующимися тангенциальным растяжением на разных уровнях. В их пределах широко развит магматизм повышенной щелочности, нет взбросо-надвиговых нарушений, сопровождающих структуры группы А во время эпох энергичного роста сводов. Разломы зоны С развиты в океанах. Они имеют широтное простираие, большую амплитуду сдвиговых смещений, практически асейсмичны, и их образование связано с вращением Земли. Разломы зоны Д, развитые по периферии континентов, возникли путем опусканий по нормальным сбросам с амплитудой 1—5 км, проникающим в мантию. Они сопровождаются толентовыми базальтами и более кислыми продуктами.

А. И. Суворов (1968—1973) в зависимости от положения кровли очагов плавления делит разломы на эпи-, мезо- и гипоглубинные, нарушающие соответственно слои: гранитно-осадочный, базальтовый и перидотитовый. Процессы седиментации зависят от господствующих латеральных или вертикальных движений. В длительно развивающихся сбросовых зонах седиментационные бассейны преимущественно параллельны основным плоскостям смещений по вертикали. В конседиментационных сдвиговых зонах бассейны располагаются косо по отношению к сместителям. В зонах надвигов седиментационная миграция происходит в стороне от общего надвигания по нормали от главной поверхности смещения. А. И. Суворов классифицирует разломы на сдвиги, надвиги, сбросы и взбросы. Им установлено сочетание динамопар разломов: северо-восточный надвиг и правый сдвиг; надвиг-раздвиг; сбросо-сдвиг и сброс. Кинематика разломов со временем изменяется. Сбросы геосинклинальной стадии в орогенную стадию преобразуются в сдвиги или глубинные надвиги; в платформенную стадию по ним снова развиваются сбросы, сбросо-сдвиги и т. п. Исходя из того, что большинство рифтовых зон возникло на сводовых поднятиях, А. И. Суворов связывает механизм образования, сопровождающий такие рифты разломов, с глубинным, возможно, подкорovým сжатием.

При формировании современных океанических рифтов формируются трансформные разломы (Wilson, 1965). Допускается, что смещение по этим разломам, поперечным к срединно-океаническим хребтам и краям континентов, на границе океан — континент компенсируется погружением океанической коры под континентальную.

В. Г. Бондарчук (1972) считает, что глубинные разломы имеют планетарный характер и их можно подразделять на платформенные, разграничивающие щиты и впадины; разделяющие платформы и подвижные зоны, а также краевые швы, трансформируемые между материковой и океанической корой, растягивающие структуры различного возраста. В самостоятельную группу выделяются планетарные разломы, скрытые под водами океанов, и рифты, сопровождающие подводные срединные хребты. Разрывные деформации северо-западного, северо-восточного и широтного направлений обусловлены динамическими напряжениями: полярное сжатие — экваториальное растяжение. Близмеридиональная система разломов возникает в результате инертности материковых масс и образования в них напряжений западного направления. Ведущими в образовании разломов сбросо-взбросового и сдвиго-надвигового характера являются вертикальные движения блоков земной коры, которые постоянно сопряжены с горизонтальными смещениями.

В. К. Гавриш (1969—1975) подразделяет глубинные разломы, осложняющие Украинский щит, Воронежскую антеклизу,

Доно-Днепровский рифтоген и другие регионы, на унаследованные, новообразованные, возрожденные и погребенные (слепые). Первые из них заложились на ранних этапах формирования земной коры под влиянием ротационно-инерционных напряжений Земли. Они проявились в поверхности докембрийского фундамента и слоях осадочной толщи в виде валообразных глубинных структур, осложненных, как правило, малоамплитудными разрывами, иногда кулисообразно расположенными, и локальными поднятиями. Некоторые из этих разломов отнесены к трансрегиональным, пересекающим крупные структуры различного типа и генезиса (щиты, рифтогены, антеклизы и пр.), и сверхглубоким сбросо-сдвигам. Горизонтальное перемещение по трансрегиональным глубинным разломам способствовало образованию щелеобразных грабенов и интенсивной миграции глубинных флюидов (Гавриш, 1974).

Новообразованные глубинные разломы часто формировались на платформах одновременно с выгибанием земной коры, обусловленным восходящими движениями подкорового субстрата или другими тектоническими причинами. На их ориентировку влияла сетка унаследованных глубинных разломов. Унаследованные и новообразованные глубинные разломы играли основную роль в тектоническом обособлении крупных надпорядковых структур и в формировании локальных напряжений. По приложению разломообразующих кинематических усилий глубинные разломы В. К. Гавриш (1974 а) подразделяет на три класса: 1) регмогенный, при котором происходит горизонтальное (регмогенное) смещение блоков (красноморского раздвигового и мертвоморского сдвигового типов); 2) рифтогенный, когда вертикальное (рифтогенное) выгибание способствует растяжению верхних горизонтов земной коры в пределах формирующегося свода (доно-днепровского или рейнского типов); 3) хамелогенный, когда вертикальное прогибание приводит к горизонтальному (хамелогенному) растяжению нижних хрупких горизонтов земной коры.

Р. Г. Гарецкий и Р. Е. Айзберг (1975) предлагают классифицировать разломы на два типа: доплатформенные, не затрагивающие платформенный чехол, и платформенные. Доплатформенные разломы они подразделяют на следующие классы: 1) краевые суперрегиональные, ограничивающие крупнейшие области разного возраста складчатости или переработки; 2) краевые региональные, ограничивающие крупные области разного возраста складчатости или переработки; 3) граничные субрегиональные, ограничивающие тектонические области олинкового возраста складчатости или переработки; 4) локальные (прочие) разломы, ограничивающие отдельные блоки. Платформенные разломы подразделяются на следующие классы: 1) краевые суперрегиональные, ограничивающие крупнейшие

надпорядковые структуры (авлакогены и пр.); 2) краевые региональные, ограничивающие крупные структуры первого порядка (прогибы, впадины, горсты); 3) граничные субрегиональные, ограничивающие средние структуры второго порядка (ступени, грабены, горсты, выступы); 4) локальные, ограничивающие или осложняющие мелкие структуры третьего и четвертого порядков (зоны поднятий, локальные поднятия и др.).

В книге «Новая глобальная тектоника» (1974) Дж. Уилсоном подробно описываются трансформные разломы, возникающие в океанах в результате горизонтального раздвигания океанического дна (спрединга) в зонах срединно-океанических хребтов и поддвигания (субдукции) океанической коры под континентальную. Эти разломы ориентируются вкрест простирания срединно-океанических хребтов. Они возникли не после, а до образования самих хребтов и их рифтовых зон. Последние как бы приспосабливаются к уже существовавшим разрывам поперечного к ним простирания. Поэтому область сочленения, в которой один структурный элемент преобразуется в другой, предлагается относить не к категории глубинных сдвигов, а к категории трансформных разломов.

**ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ
ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ**

Разрывные нарушения земной коры в последнее время подразделяются на две категории: разломы и разрывы. Мы, вслед за В. Е. Хаинным (1973), к разрывам относим разрывные дислокации, осложняющие неглубокозалегающие горизонты, а к разломам — глубинные структуры, фиксируемые в глубоких слоях земной коры и в подкоровом субстрате и именуемые обычно глубинными разломами. Последние разделяют земную кору на глыбы, а разрывы — на блоки. Отнесение разрывных дислокаций к разрывам и разломам большинством исследователей осуществляется весьма условно, так как достоверная классификация возможна только при наличии комплекса структурных, геофизических, геоморфологических, седиментационных, магматических и других признаков. Разломы — это термин свободного пользования (некоторые исследователи любую разрывную дислокацию считают разломом). Разломы подразделяются на коровые и глубинные. Коровые разломы затухают в пределах земной коры (Хаин, 1973).

Судя по небольшой (5—30 км) глубине проявления очагов большинства землетрясений в Калифорнии и Японии (Пресс и др., 1968), коровые разломы, по-видимому, пользуются широким распространением. Эти разломы подразделяют на верхнекоровые и глубокие коровые. Аналогичные разломы некоторые исследователи (Чебаненко, 1974; Гаврилов, 1975) именуют региональными, поскольку четко разграничить коровые и глубинные разломы на определенных этапах без достаточной геолого-геофизической изученности очень трудно.

Глубинный разлом, по имеющимся геолого-геофизическим данным, — это не единичный разрыв, обычно рисуемый на мелкомасштабных картах, а сложнопостроенная широкая (до 5—40 км), интенсивно нарушенная разрывами и складками, глубоководная (до 50 км и более), региональная (200—1000 км), длительно и многофазно развивающаяся (до 400 млн. лет) зона тектонического перемещения горных пород, влияющая на литофациальное изменение пород и магматизм. Термин «глубинный разлом» имеет более 50 определений («Понятие «глубинный разлом» и проблемы...», 1976). Глубинные разломы, как правило, состоят из разломов и разрывов различной протяженности и глубины заложения. Среди них широко развиты не

только одиночные, но и парные разломы с обособлением между ними шовных зон повышенной подвижности, представленных системой грабен и горстов. По данным В. Е. Хаина (1973), парные разломы характеризуются специфическими условиями развития. В фазе общего поднятия и растяжения глыбы коры, разделенные шовной зоной, приподнимаются, сама зона погружается, и в ней образуются грабенообразные прогибы. В фазе общего погружения, когда глыбы по обе стороны опускаются, зона поднимается в виде горста. Если ограничивающие шовную зону блоки поднимаются или опускаются с разной скоростью, то эта зона образует переходную ступень.

Непосредственно наблюдать глубинный разлом со всеми его характерными свойствами можно только в единичных случаях. Обычно его выделяют по комплексу структурных, геофизических, геоморфологических, седиментационных, магматических и других признаков (Хаин, 1963, 1973; Гавриш, 1969; Суворов, 1973).

Чаще всего разломы отождествляют с наблюдаемой в обнажениях или прослеживаемой бурением наиболее выраженной главной линией надвига, взброса, сброса или сдвига, которая в историческом развитии не оставалась стабильной,

а, как правило, меняла место положения и характер. Это, по мнению А. В. Пейве (1961), не относится только к горизонтально перемещающимся сдвигам, характеризующимся полной необратимостью движений, хотя интенсивность проявления их главных сместителей также не была постоянной. Проведенные Л. С. Маргулисом исследования в зоне Западно-Сахалинского глубинного разлома сдвигового типа (Рождественский, 1969) показывают, что полосы (рис. 1) проявления различных вспышек, обусловленных открытостью глубинных разломов, со

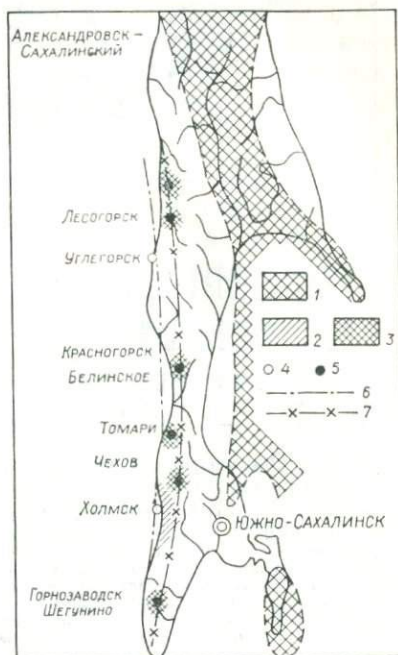


Рис. 1. Схематическое расположение вулканогенных образований раннемиоценового возраста (по Л. С. Маргулису и др., 1970):

1 — предполагаемые области размыва (суша); 2 — районы максимальных мощностей туфов первого вулканогенного горизонта аракайской свиты; 3 — районы максимальных мощностей вулканогенных отложений второго горизонта аракайской свиты; 4 — предполагаемое расположение вулканов первой вспышки вулканизма; 5 — то же второй вспышки вулканизма; 6 — то же разломов глубокого заложения первой вспышки вулканизма; 7 — то же разломов второй вспышки вулканизма.

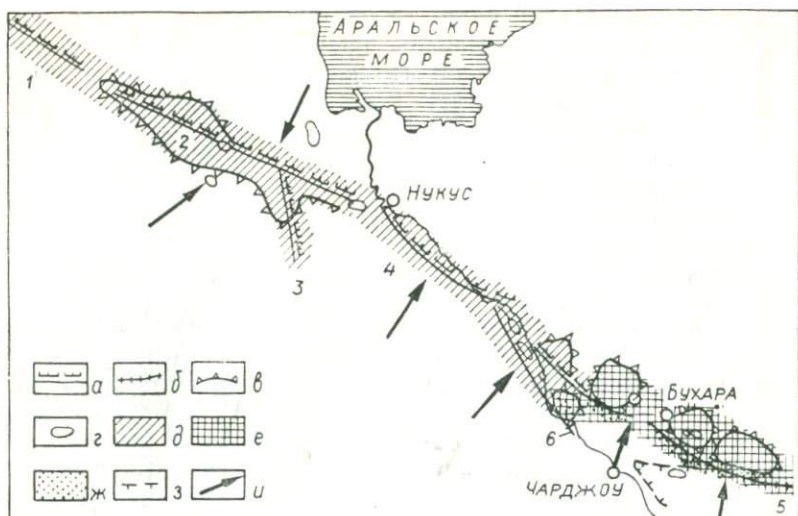


Рис. 2. Обобщенная схема строения пластовой гидравлической системы продуктивной толщи мезозоя в ареале действия субширотной Мангышлакско-Тянь-Шаньской системы разломов (по В. Н. Пашковскому):

a — разломы прерывистого развития: 1 — Северо-Мангышлакский, 2 — Центрально-устуртский, 3 — Шорджинский, 4 — Ташаузский; *б* — разломы непрерывного развития 5 — Бухарский, 6 — Биргутлинский, исключая северо-западные части разломов; *в* — контуры крупных поднятий платформенного чехла; *г* — площади, по которым использовался фактический материал; *д* — область дренирования всей толщи осадочного чехла, *е* — области перетока пластовых вод из юрского комплекса в неоконтский; *ж* — области перетока пластовых вод альб-сеноманского комплекса в вышележащие отложения; *з* — граница аномально высокого пластового давления (АВПД), *и* — направление движения пластовых вод продуктивной толщи мезозоя.

временем смещались к востоку. Западно-Сахалинский разлом отделяет одноименный мегантиклинорий от Татарского прогиба и трассируется от г. Александровска до о-ва Хоккайдо. С ним связаны проявления миоценовых вулканов и наличие субщелочных интрузивных пород и даек основного и среднего состава, образующих цепочку вдоль главного и оперяющих сместителей.

Глубинные разломы имеют весьма сложное строение. Изучение Сихоте-Алинского (Белявский, 1951), Джагды-Тукурингского (Богданов, 1960), Иртышского (Ажгирей и др., 1952), Аксоран-Акжалского (Лукьянов, 1961), Джунгарского (Войтович, 1969), Тасо-Каменского (Невский, 1971), Южно-Гиссарского (Резвой и др., 1973), Барановичско-Астраханского (Гавриш, 1969) и пр. разломов показало, что в их пределах породы интенсивно дислоцированы крупными разрывами, собраны в складки и инъецированы магматическими образованиями. Это определенным образом влияет на миграцию и аккумуляцию флюидов. Для примера приведем краткую геологическую характеристику группы глубинных разломов, имеющих единое трансрегиональное северо-западное простирание от Гиссарского

хребта до Подляско-Брестского прогиба и входящих в состав Сарматско-Туранского линеамента (Айзберг и др., 1971) длиной свыше 4000 км. Это Ильякский, Бухарский и расположенные кулисообразно к нему Центральноустуртский и Северо-Мангышлакский (рис. 2) разломы различной глубины заложения. Еще северо-западнее располагается Барановичско-Астраханский глубинный разлом, который юго-восточнее г. Астрахани сворачивает к северо-востоку, как бы огибая Восточно-Европейскую платформу (см. «Тектоника нефтегазоносных...», 1973).

Ильякский (Кравченко и др., 1973), или Южно-Гиссарский (Резвой и др., 1973), глубинный разлом простирается более чем на 900 км, имея ширину от 5—7 до 25—30 км. На региональной геологической карте домезозойских отложений (Гарьковец и др., 1963) зона Южно-Гиссарского разлома ограничивает с юга область распространения крупных магматических массивов метаморфических и вулканогенных толщ. В обнаженной части палеозойского фундамента южных склонов Гиссара в Таджикистане с Ильякским (Южно-Гиссарским) глубинным разломом совпадает региональный Богаинский разлом. Вдоль южного борта Гиссарской долины под мощным чехлом мезо-кайнозойских отложений над Ильякским разломом установлен крупный уступ в палеозойском фундаменте.

По геофизическим данным, в пределах этого разлома фундамент Гиссарской долины резко приподнят по отношению к смежным прогибам Таджикско-Афганской депрессии. Амплитуда перемещения по системе разрывов и флексур достигает 3—4 км. Шовной зоне соответствуют повышенные значения силы тяжести. По рассматриваемому разлому происходит торцевое сочленение близширотных структур Гиссарской впадины с близмеридионально ориентированными складками и разрывами Таджикско-Афганской депрессии. По мнению Э. А. Портягина и др. («Проблемы тектоники»., 1973), резкое изменение структур чехла обусловлено унаследованностью структурного плана палеозойского фундамента.

На севере граница Ильякского (Южно-Гиссарского) глубинного разлома совпадает с Богаинским региональным разломом сбросового типа, сместители разрывов которого падают на север под углом 50—80°. Вдоль Богаинского разлома широко развиты брекчирование, милонитизация, катаклаз осадочных и вулканогенных пород. Ширина зоны дробления и расщепления изменяется от нескольких десятков метров в бассейне Кштута (Туполанга) и Ханак до нескольких сотен метров в долинах Ширкента и Каратага. Вдоль обрамляющих зону разлома узких полос шириной 1—2 км отмечается высокая концентрация малых интрузий различного состава.

На Ширкентском участке северный блок зоны разлома при-
мыкает непосредственно к Богаинскому разлому и сложен

породами метаморфического комплекса среднего палеозоя, пронизанного дайками и штоками магматических пород. Ширина блока 3—5, протяженность — 30—35 км. Метаморфические породы силура образуют систему складок широтной ориентировки с общим опрокидыванием на юг. Ширина складок не превышает первых сотен метров. Крупные массивы метаморфических пород вдали от Богаинского разлома почти не нарушены. Здесь преобладают вертикальные и диагональные сбросы северо-восточного простирания.

Внутренняя структура южного блока зоны характеризуется обилием нарушений, весьма сближенных в пространстве. Наблюдается система узких линейных горстов и грабен. Ширина блоков достигает первых километров, а длина — 7—10 км. Вдоль границ блоков образуется система сближенных пологих надвигов с интенсивным брекчированием и катаклизом. В Ширкентском секторе развита система поперечных сдвигов и сбросов сдвигов северо-западной ориентировки. Сдвиги правостороннего смещения. Величина сдвигов 2—3 км. Наличие небольших сдвигов свидетельствует о том, что перемещение его крыльев происходило главным образом в вертикальной плоскости (Суворов, 1973).

В зоне Южно-Гиссарского глубинного разлома широко развиты интрузивные формации. Вдоль ее северной периферии, вблизи Богаинского разлома, прослеживается дайковое поле, представленное полосой малых интрузий длиной 20 и шириной до 4—5 км. Количество гипабисальных пород резко возрастает с юга на север. В дайковых полях выделяется несколько разновидностей: диабазовые порфириты, пироксеновые и пироксено-роговообманковые габбро, диоритовые порфириты и др. На южной периферии шовной зоны магматические проявления вдоль крупных разрывов самые глубинные из всех известных в регионе. Они отнесены к формации альпинотипных перидотитов. В бассейне Ширкента и Манзобса в широтном направлении на расстоянии 15 км фиксируется цепочка небольших тел апоперидотитовых серпентинитов, которые встречены также в верховье Чоша и в бассейне Ходжа-Каршавар.

Исходя из того, что серпентиниты прорываются дайками диабазовых порфиритов и на контакте серпентинитов с известняками каменноугольного возраста никаких признаков экзоконтактного метаморфизма в известняках не наблюдается, Э. А. Портягин и др. (1973) считают, что серпентинитовые тела представляют собой холодные интрузии, или «протрузии» (Книппер, 1969). Они свойственны многим глубинным разломам (южно-ферганским, уральским, тихоокеанским) и возникли в результате механического проникновения серпентинитов в осадочный чехол. Предполагается, что серпентиниты являются оторженцами самых глубоких горизонтов земной коры или верхней мантии, которые проникают в виде своеобразных твердых

«диапиров» по сместителям глубинных разломов в верхние слои осадочно-метаморфической оболочки.

Вблизи Богаинского разлома, между Ширкентским и Ханакинским участками, обнаружены Лябиджойский, а рядом с южной границей шва — Мечетлинский гранитоидные массивы, вытнутые в широтном направлении на расстоянии 10—15 км. Большую часть Мечетлинского массива составляют порфировые граниты средне-позднекаменноугольного возраста. Изучение взаимоотношения гранитоидных массивов с вмещающими породами показало, что изменение вмещающих пород вблизи контакта не превышает первого десятка метров. В контактных оторочках высокотемпературные минералы замещаются низкотемпературными. Биотит хлоритизируется, плагиоклаз понижает свою основную составляющую, кордиерит замещается слюдястым агрегатом и т. д. Здесь позднепалеозойский магматизм не играл существенной роли в глубинном метаморфизме всей осадочной толщи среднего палеозоя.

Северо-западнее Илякского глубинного разлома находится Бухарский (Кравченко и др., 1973), или Арало-Гиссарский (Дикенштейн и др., 1973), разлом, приуроченный к северо-восточному борту Мургабекской (Амударьинской) синеклизы Туранской эпигерцинской плиты и проходящий южнее Мешеклинского вала, Газлинского и Мубарекского выступов (см. рис. 31). Его доказательством является наличие гравитационной ступени и полный разрыв пермско-триасовых отложений. В осадочном чехле Бухарский разлом непрерывного или конседиментационного развития (Гаврилов, 1975) отражается флексурой, которая фиксируется резкими углами наклона слоев и увеличением градиента мощностей юрских и меловых отложений. На протяжении около 500 км разлом подтверждается данными сейсморазведки и бурения. Он образует четкую тектоническую ступень по фундаменту с перепадом высот до 4 км в районе Газлинского блока. Также четко разлом выражен в современном рельефе (Гаврилов, 1975). В юрское время Бухарский параградный (по М. Г. Лувишису, 1973) разлом развивался в основном только в период накопления терригенных отложений. Во время отложений келловей-оксфордских карбонатных пород он не влиял на изменение их литологического состава и мощность. Среднеангидритовый горизонт, разделяющий кимеридж-титонскую осадочно-ангидритовую толщу, имеет одинаковую мощность на обоих крыльях разлома.

В более молодых меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях этот разлом также не выделяется. По времени активизации Г. Х. Дикенштейн и др. (1963) относят его к возрожденным, прорезающим все глубинные горизонты земной коры. Он достаточно четко отображается в осадочном чехле и фиксируется по наличию гравитационной ступени, сопровождаемой полосами и цепочками магнитных аномалий, свидетельствующую

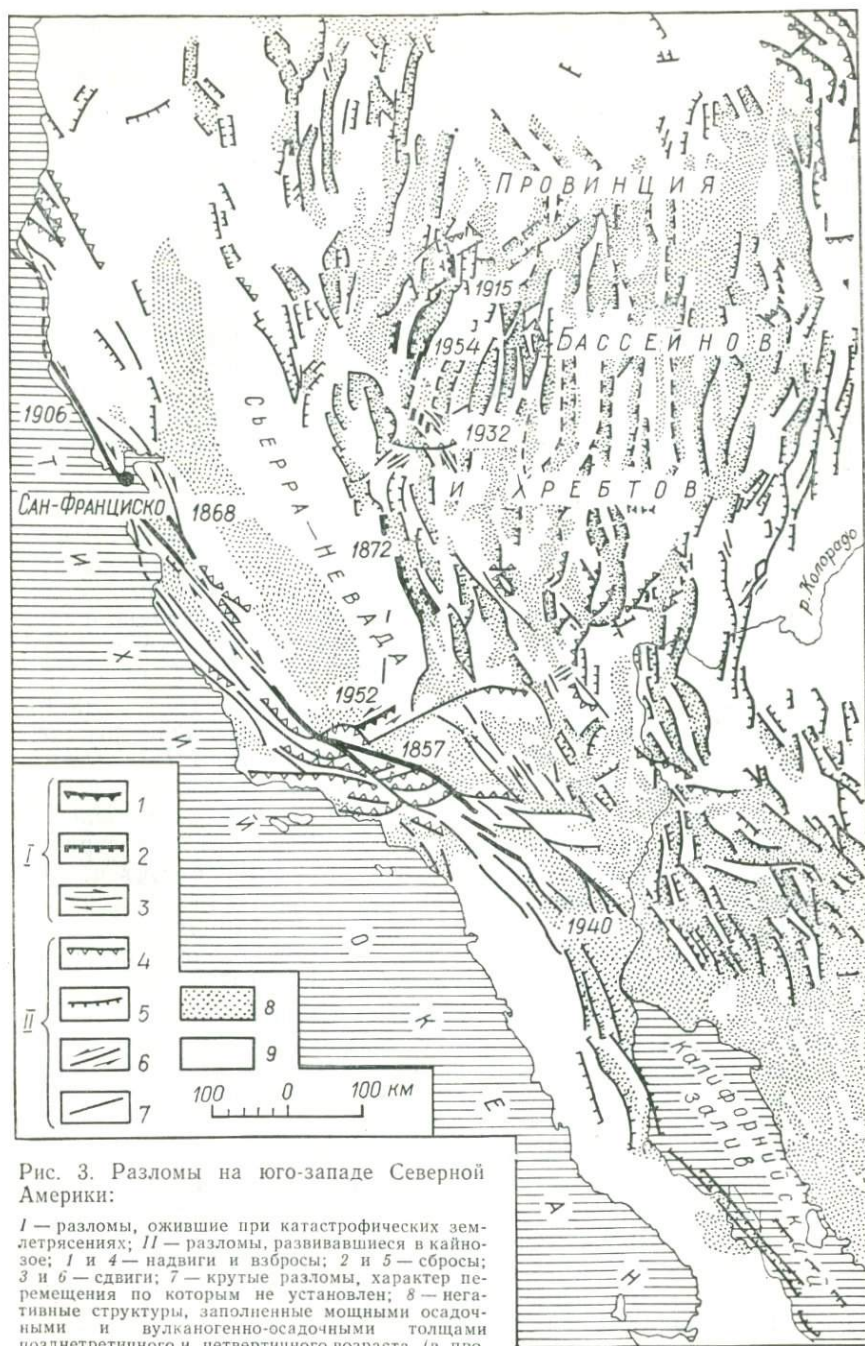


Рис. 3. Разломы на юго-западе Северной Америки:

I — разломы, ожившие при катастрофических землетрясениях; *II* — разломы, развивавшиеся в кайнозое; 1 и 4 — надвиги и взбросы; 2 и 5 — сбросы; 3 и 6 — сдвиги; 7 — крутые разломы, характер перемещения по которым не установлен; 8 — негативные структуры, заполненные мощными осадочными и вулканогенно-осадочными толщами позднегерценового и четвертичного возраста (в про-

щих о внедрении в фундамент магматических пород, т. е. является глубинным.

Центральноустюртский и кулисообразно расположенный к нему Северо-Мангышлакский глубинные разломы в поверхности фундамента прослеживаются довольно четко. К ним приурочены линейные протяженные зоны интенсивных максимумов силы тяжести (свыше 3 мгл/км), полосовые зоны гравитационных ступеней и протяженные полосовые интенсивные положительные магнитные аномалии, а также смена характера гравитационного поля (Гаврилов, 1975). В позднем палеозое и мезозое эти разломы были тектонически активны. Они способствовали заложению грабенообразных депрессий (тафроген Мангышлака, выполненный пермскими и триасовыми отложениями) и протяженных зон горстов (Центральноустюртский, Айбугирский). Наличие грабенообразной впадины, выполненной нижнепермскими отложениями, в своде вала Карпинского (Бегун и др., 1966) дает некоторое основание полагать, что описываемые разломы целесообразно трассировать на Центрально-донецкий, или Северо-Мангышлакский (см. рис. 7) разлом, а не на Барановичско-Астраханский, как предлагали ранее (Успенская, 1961).

Барановичско-Астраханский глубинный разлом (Гавриш, 1969, рис. 14, 15, 22) является северным краевым швом Доно-Днепровского рифта (Гавриш, 1974) и простирается от Полесья до Каспия. Он имеет весьма сложное строение. В поверхности Мохоровичича, в пределах Днепровско-Донецкого рифта, разлом проявляется флексурой, имеющей противоположное падение относительно флексуорообразного залегания мезозойских горизонтов, и частой потерей сейсмической записи (Гавриш, 1969, рис. 15), а на Донбассе — ступенеобразным смещением отражающих горизонтов от поверхности Мохоровичича и северо-донецкими надвигами или взбросами в слоях осадочной толщи (Гавриш, 1974, рис. 25).

По поверхности докембрийского фундамента к флексуорообразному смещению слоя Мохоровичича, где породы находятся в пластическом или квазипластическом состоянии, тяготеет система различно ориентированных разрывов, ограничивающих ступенеобразно погружающиеся блоки. Разрывы и трещины, параллельные зоне смещения, иногда приурочиваются к двум (парным) линиям главных сместителей разломов. В Припятском рифте эти линии совпадают с Березинской и Речицко-Шатилковской ступенями, а в Днепровско-Донецкой впадине на севере — с Ивашковской, Брусиловской и другими структурными и гравитационными ступенями, отделяющими склон Воронеж-

винции Бассейнов и Хребтов им соответствуют долины); 9 — выступы мезозойского фундамента (в провинции Бассейнов и Хребтов им соответствуют хребты). Указаны годы катастрофических землетрясений (Лукьянов, 1963).

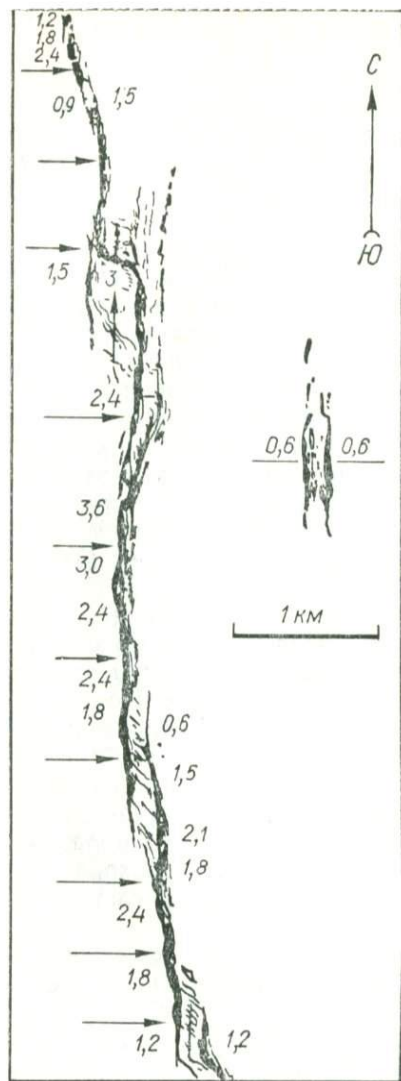


Рис. 4. Схема части нарушенного участка северо-западнее г. Лон-Пайна. Составил В. Д. Джонсон (Hobbs, 1910). Стрелки показывают, куда обращен уступ, цифры — высоту уступа.

Барановичско-Астраханского глубинного разлома также состоит из системы кулисообразно расположенных разрывов. Амплитуда последних затухает, как правило, на поперечных глубинных

ской антеклизы от Днепровско-Донецкого рифта. К южной разломо-паре Барановичско-Астраханского разлома тяготеют Кошелевский, Плисковско-Лысогоровский, Липоводолинский и другие продольные выступы, сопровождаемые гравитационными ступенями. Эти ступени и продольные разрывы, разделенные зоной внутриразломных грабенов, дают основание относить Барановичско-Астраханский глубинный разлом к категории парных (Хаин, 1973).

Северная разломо-пара по поверхности докембрия проявляется системой разломов и разрывов, именуемых нами главными сбросами, которые подобно трещинам-сбросам, возникшим в районе г. Лон-Пайна на востоке Сьерра-Невада во время катастрофических землетрясений 26 марта 1872 г. в долине Оуэнс (рис. 3, 4), имеют кулисообразное расположение. Приведенные на рис. 4 трещины-сбросы образуют на поверхности, как правило, вертикальные уступы, не продолжающиеся на большое расстояние. Они быстро затухают, но рядом с ними возникают за конец затухающего разрыва, наподобие театральных кулис. Новая трещина быстро наращивает амплитуду по мере того, как затухающая теряет ее.

Большой объем сейсмических профилей КМПВ и бурения показывают, что главный сброс северной разломо-пары

структурах (выступах докембрийского фундамента) или разломах, хотя на мелкомасштабных картах эти кулисообразные разрывы изображают сплошной линией. Создается впечатление, что во время заложения новообразованного Барановичско-Астраханского краевого глубинного разлома Днепровско-Донецкого рифта, ориентированного под острым углом к простираению докембрийских близмеридиональных разломом, последние, как костнопереломная мозоль, препятствовали дальнейшему распространению и способствовали кулисообразному смещению формирующихся в девоне разломов. Амплитуда главного сброса северной разломо-пары изменяется от 0 м на поперечных выступах до 2,5 км и более в зонах поперечных опусканий (Гавриш, 1974, рис. 2).

Пробуренные вблизи главного сброса скважины не всегда вскрывали девонские и более молодые вулканогенные образования. Так, в припятской части Барановичско-Астраханского разлома девонские вулканиты не зафиксированы. Это дает основание полагать, что разлом не на всем протяжении был открытым магмоподводящим, т. е. глубинным. Вулканиты вскрыты пока только на участках пересечения Барановичско-Астраханского разлома с поперечными разломами, например с Криворожско-Комаричским в районе с. Новотроицкого и на Черниговской седловине (Ивашковская скв. 3), где ширина Доно-Днепровского рифта сокращается от 170 км до 70 км (Гавриш, 1969, рис. 14). Это положение очень хорошо согласуется с моделью И. В. Лучицкого и др. (1967), где амплитуда искусственно созданных «разломов» уменьшается к периклиналям удлиненной модели астенолита и, совместно с другими положениями (Гавриш, 1974), свидетельствует о том, что Барановичско-Астраханский разлом формировался по гипотезе рифта в результате горизонтального растяжения верхних горизонтов земной коры в своде Воронежско-Украинской субгеоантиклинали, по терминологии В. В. Белоусова (1954). С этим в какой-то мере согласуются также наблюдения Д. Б. Кьюрея (рис. 5), показавшие, что при многократном выжимании «диапира» формируется рифт с интенсивным проседанием моделирующего вещества в его краевых частях подобно парному Барановичско-Астраханскому разлому (рис. 6). Суммарная амплитуда последнего уменьшается не только к периферии субгеоантиклинали, но и с глубиной от 2—5 в поверхности докембрийского фундамента до 0 км (флексурообразное смещение) по поверхности Мохоровичича (Гавриш, 1969, рис. 15).

В свою очередь к главному сбросу северной разломо-пары прилегают разрывы, осложняющие бортовые части Днепровско-Донецкой впадины и краевую часть рифта в полосе шириной 5 км и более. Многократны. подвижки блоков по этим разрывам способствовали раздроблению пород и формированию узких грабенов, что в свою очередь, по-видимому, сказалось на потере

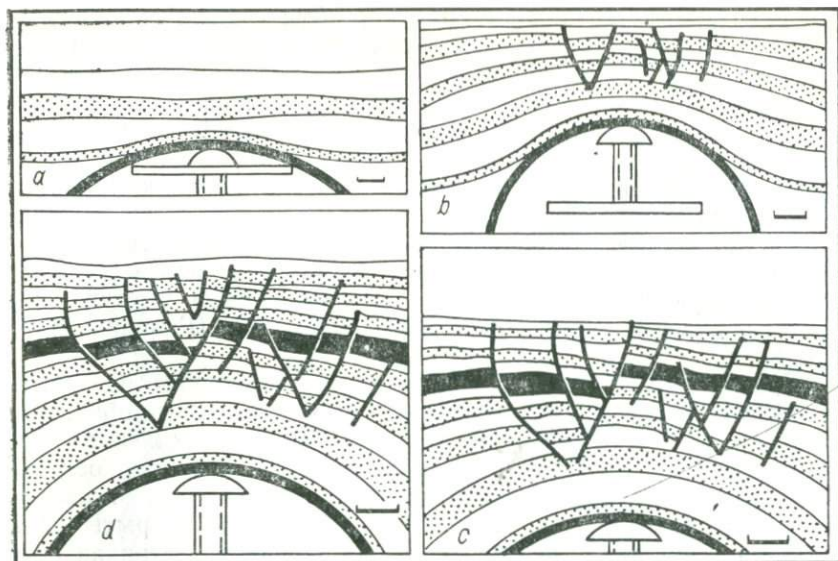


Рис. 5. Процесс грабенообразования в моделях диапиров у Д. Б. Кьюрея (1957):

a, b, c, d — стадии грабенообразования.

сейсмической записи, показанной на структурной карте по поверхности докембрия, составленной в 1975 г. под редакцией М. В. Чирвинской. С этой зоной почти на всем протяжении Барановичско-Астраханского глубинного разлома совпадает четкая гравитационная ступень. Ее, как правило, нет только на поперечных глубинных структурах и разломах. Реверсивные подвижки вдоль главного сброса и примыкающих к нему разрывов способствовали формированию в каменноугольных отложениях антиклинальных складок с крутым северным крылом типа великобубновского или слабо выраженных структур стряпчинского типа, прислоненных к главному сбросу.

В залегающих выше пермских и мезо-кайнозойских слоях северная разломо-пара Барановичско-Астраханского глубинного разлома почти повсеместно проявляется флексурой. Только в донецкой и карпинской частях к нему, очевидно, приурочена система краснорезцких сбросов, а также северо-донецкие и другие надвиги, простирающиеся параллельно друг другу. Между надвигами располагается зона мелкой складчатости Донбасса. Северо-Донецкий надвиг, по представлениям В. С. Попова (1964), фиксируется от Шебелинки до Цимлянского водохранилища и, видимо, до г. Астрахани. Почти параллельно с ним трассируется Марьевско-Алмазный и прочие надвиги.

Связь этих надвигов с поверхностью докембрийского фундамента и особенно с поверхностями Конрада и Мохоровичича не

определена. М. Н. Бородулин и другие предполагают, что Северо-Донецкий надвиг прослеживается в поверхности Мохоровичича (Гавриш, 1974, рис. 25, а), а А. К. Михалев и др. (1976) отрицают такую связь. Изменение углов падения с глубиной от 20 до 70° и широкое развитие надвигов на Донбассе дают основание предполагать, что надвиги осадочной толщи косвенно связаны с разломами в гранитном и базальтовом слоях. Они, по-видимому, формировались в результате реверсивных движений блоков по зонам разломов и гравитационного сползания осадочной толщи во время инверсии геотектонического режима Донецкой миогеосинклинальной области (Гавриш, 1969). Образование их было длительным и многофазным. По данным В. С. Попова (1965), суммарная амплитуда 1500 м Марьевского надвига обусловлена движениями пфальцской и киммерийской (1200 м), ларамийской (250 м) и савской (50 м) фаз складчатости.

Центральная часть Барановичско-Астраханского парного разлома, являясь шовной зоной (Хаин, 1973), часто осложнена продольными Лесковским и другими грабенами, краевые разрывы которых иногда фиксируются не только в породах докембрийского фундамента, но и в девонских образованиях (см. рис. 6). Здесь мощность сохранившихся от размыва задонско-елецких отложений (скв. 7 и 15) в 5—6 и более раз превышает мощность аналогичных пород за пределами грабена (скв. 8, 12 и 3). Подвижки блоков по этим разрывам, вероятно, благоприятствовали также садке и сохранению от размыва фаменской соли, переводу девонской (воронежско-ливенской) соли в пластическое состояние и формированию солянокупольных структур открытого (роменского) и закрытого (качановского) типов.

С южной разломо-парой Барановичско-Астраханского глубинного разлома совпадает гравитационная ступень, а также Кошелевский, Плисковско-Лысогоровский, Липоводолинский и другие продольные выступы докембрийского фундамента, осложненные продольными разрывами, ограничивающими Блестовский грабен, заполненный девонской солью (см. рис. 6.). В каменноугольных горизонтах южная разломо-пара проявляется системой слабо выраженных надразломных поднятий. Иногда поднятиям по поверхности фундамента соответствуют небольшие прогибы в каменноугольных горизонтах.

Глубинные разломы характеризуются весьма сложным внутренним строением, что видно на примере Т а с о - К а м е н с к о г о разлома, прослеживающегося среди древних толщ Заилийского Алатау на расстоянии свыше 40 км. По данным В. А. Невского (1967), он почти повсеместно представлен одной-двумя главными тектоническими поверхностями смещения, окаймленными полосами интенсивно деформированных пород. Суммарная мощность таких полос изменяется от многих десятков до нескольких сотен метров. При этом максимальные мощности при-

ходятся на зоны резкого сгущения мелких трещин, создающих так называемую тончайшую блоковость (расстояние между трещинами до 3—5 см). Суммарная мощность таких зон достигает 100 м и более. Мощность полос милонитов и тектонической глинки нередко составляет 20—30 м.

В зоне Тасо-Каменского разлома развиты блоки, сложенные слюдисто-полевошпатовыми гнейсами, зажатыми между зелеными амфиболовыми сланцами и гранодиоритами. Мощность этих блоков 20—500 м, а их протяженность достигает 5 км и более. От Тасо-Каменского разлома, имеющего северо-восточное простирание, отходит целая серия оперяющих его широтных крутопадающих разрывов протяженностью до 1,5 км. К этому разлому приурочен крупный трещинный интрузив аляскитовых гранитов и серия дайкообразных тел диоритов, сиенитов, сиенит-порфиоров, а также дайки диабазовых порфиритов, диоритовых порфиритов и альбитов.

Таким образом, описанные и другие разломы позволяют классифицировать глубинные разломы по различным признакам.

По площадному распространению глубинные разломы предлагается классифицировать на региональные и трансрегиональные. Последние могут соответствовать сквозным глубинным разломам, которые переходят из геосинклинальных областей в платформенные. В. Е. Хаин (1964) выделяет также сверхсквозные разломы или суперлинеаменты. В центральных частях океана с этими разломами связано образование срединных валов, а в переходной к материку зоне — разломов фундамента платформ, разделяющих их на крупные поднятые и опущенные глыбы. К одному из таких разломов, простирающемуся примерно вдоль 140° в. д., приурочен подводный хребет Ломоносова, Новосибирские о-ва, западное ограничение Верхоянского мегантиклинория, древний Охотский массив, складчатое сооружение о-вов Сахалина и Хоккайдо, северная часть о-ва Хонсю и Идзу-Бонинская островная дуга.

По глубине заложения глубинные разломы подразделяются на подкоровые глубинные, проникающие до подошвы земной коры и глубже; среднеглубинные, достигающие глубины 100—300 км; сверхглубинные или мантийные, зарождающиеся на глубине 400—700 км (Хаин, 1973). Глубина заложения одного и того же разлома по площади часто меняется, и разломы из глубинных превращаются в коровые.

По преобладающему направлению действия разломообразующих усилий разломы условно можно подразделить на три типа: 1) ретмогенного (красноморского и мертвоморского), в формировании которого основную роль играли горизонтальные смещения глыб земной коры, обусловленные конвекционными и другими процессами в мантии Земли; 2) рифтогенного (доно-днепровского или рейнского), в образо-

вании которого преобладали вертикальные восходящие движения подкорового субстрата и незначительные горизонтальные растяжения верхних горизонтов земной коры в пределах формирующихся сводов, дислоцированных сеткой потенциальных разломов (развивались они, очевидно, сверху вниз); 3) хамелогенного (абдулинско-серноводского), обусловленного прогибанием земной коры под влиянием уплотняющихся масс подкорового субстрата (Шатский, 1964; Субботин и др., 1968) и горизонтального растяжения ее нижних горизонтов (Гавриш, 1974); развитие этих разломов, видимо, происходило снизу вверх, иногда наследуя более древние разломы.

Разломы рифтогенного и хамелогенного типов, очевидно, являясь элементами внутреннего строения складчатых областей, а также систем континентальных и океанических платформ, имеют подкоровое и среднеглубинное заложение, поскольку очаги генерации восходящих (нисходящих) движений происходили в астеносфере (слое Гутенберга) под влиянием полиморфных (Субботин и др., 1968), температурных и других превращений вещества верхней мантии. Разломы регогенного типа могут иметь как внутрикоровое, так и сверхглубокое заложение, достигая нижней мантии, где происходит главная планетарная конвекционная циркуляция вещества и располагаются гипоцентры сверхглубинных землетрясений. Они, как правило, автономны в своем развитии. Многие из них, по всей вероятности, заложились под влиянием ротационных напряжений на ранней стадии формирования земной коры.

По падению плоскостей сместителей главных разломов и разрывов земной коры, а также общего перемещения глыб, т. е. по кинематической природе, глубинные разломы подразделяются на три типа: сбросовый, взбросовый и сдвиговый, которые в свою очередь подразделяются главным образом по отражению в верхних горизонтах осадочной толщи на сбросо-сдвиги, надвиги, шарьяжи, сдвиго-надвиги, поддвиги и раздвиги.

Кинематика разломов со временем часто изменяется: сбросы геосинклинальной стадии развития преобразуются во взбросы не только в орогенную стадию (Суворов, 1962), но и в платформенную при инверсии геотектонического режима (Гавриш, 1969). Крупные надвиги или шарьяжи сопрягаются с вертикальными или пологопадающими разломами. Сдвиги являются производными горизонтально перемещающихся глыб, а сбросо-сдвиги часто образуются при опускании — поднятии (Бондарчук, 1976) глыб земной коры. Среди глубинных сбросов преобладают, как правило, разломы с вертикальным перемещением крыльев.

Сторонниками плитовой тектоники выделяются глубинные поддвиги (зоны Заварицкого — Беньофа), по которым происходят крупные горизонтальные смещения литосферных плит, глав-

ным образом океанической коры под континентальную по наклонным плоскостям разломов. Это способствует формированию складчатости в широкой зоне субдукции.

Каждому типу разломов соответствовало формирование определенной складчатости. По мнению А. В. Пейве (1960), со сбросами связывается образование складок в покровных отложениях платформ и на консолидированных блоках замыкающихся геосинклиналей (платформенная, германотипная складчатость). К надвигам геосинклинальных областей тяготеет линейная складчатость чешуйчатого и шарьяжного типов, а к зонам смятия — альпийская. Сдвиги способствовали формированию первично-перекрестной (казахстанской) складчатости в виде многочисленных коротких разорванных складок.

По расположению разломов между надпорядковыми структурами выделяются периокеанические разломы, отделяющие материки от океанов; перикратонные разломы или краевые швы, находящиеся на границе между геосинклиналями и платформами; внутригеосинклинальные граничные разломы, разделяющие геосинклинальные прогибы и геоантиклинальные поднятия; платформенные, разграничивающие щиты, антеклизы и впадины на платформах, причем они в свою очередь подразделяются на разломы древних и молодых платформ по несогласному сечению складчатых структур разломами на древних докембрийских платформах и согласному — на молодых (палеозойских и мезозойских) платформах.

К особой категории, выделенной Т. Уилсоном (1965), Р. Фрейндом (1974) и другими под названием трансформных, относятся поперечные разломы, по которым происходит видимое смещение отрезков срединно-океанических прогибов от одной оси спрединга к другой оси субдукции без потери количества движений вдоль разлома, возникших, как правило, не после, а до образования самих хребтов и их рифтовых зон. Последние как бы приспосабливались к этим уже существовавшим дислокациям поперечного к ним направления (Ханн, 1973, рис. 113). Предполагается (Кузьмин, 1976), что трансформные разломы, являясь границами литосферных плит, должны пронизывать всю литосферу.

По продолжительности проявления разломы подразделяются на унаследованные, новообразованные, возрожденные и погребенные (слепые). Унаследованность развития может проявляться непрерывно (конседиментационно) и прерывисто (постседиментационно и конседиментационно). Амплитуда конседиментационно-развивающихся разломов уменьшается постепенно от более древних отложений к молодым, а прерывистых — изменяется скачкообразно.

Имеющиеся материалы показывают, что глубинный разлом — это обособленное геологическое тело, в котором протекают весь

ма сложные термодинамические процессы, тесно связанные с термодинамической системой Земли. «Описание разлома-тела всегда зависит от задач исследования и поэтому не может быть исчерпывающим» (Косыгин, 1969, с. 153). Поскольку в нашу задачу входит познание процессов миграции и аккумуляции нефтяных флюидов, а также определение закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, залегающих до глубины 7 км, мы акцентируем внимание на верхних частях разломов, характеризующихся «хрупкостью» пород. Нижняя часть их, состоящая из вещества, находящегося в пластическом и квазипластическом состоянии, в настоящей работе не рассматривается.

**РОЛЬ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ
В МИГРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА**

Большинство исследователей считают, что образование многочисленных полезных ископаемых связано с эндогенными процессами, которые протекают под влиянием высокого давления и температуры в мантии Земли. Многочисленные элементы выносятся газом, водой или магмой на поверхность Земли по зонам глубинных разломов, поскольку они проникают в подкоровый субстрат на сотни километров и имеют длительное развитие. По данным В. В. Белоусова (1966), до глубины 40 км допустимо образование зияющих трещин. Вместе с тем есть предположение (Мирчинк, 1972), что на глубинах свыше 30 км вряд ли будут существовать флюидопроводимые разрывы. Учитывая важность и дискуссионность вопроса о роли глубинных разломов в миграции флюидов, остановимся на тех материалах, которые подтверждают возможность флюидопроводимости глубинных разломов и осложняющих их разрывов.

**Свидетельства миграции подземных
или глубинных вод и неуглеводородных газов**

В. И. Вернадский (1935), В. Н. Корценштейн (1976) и другие считают, что подземная гидросфера по разломам, разрывам и трещинам пронизывает всю земную кору вплоть до поверхности Мохоровичича. «В пределах земной коры,— пишет В. И. Вернадский (1954—1960, кн. 2, с. 17),— роль воды исключительная... до глубины 20 км она не опускается ниже 8% по весу, и едва ли можно выделить признаки уменьшения ее количества примерно до 60 км от уровня океана». Общая масса воды, представленная всеми фазами, в свободном состоянии составляет около 1 млрд. км³. При этом на гравитационные воды приходится примерно 150 млн. км³, связанные— 400 и свободные воды, находящиеся между поверхностью Мохоровичича и Конрада,— около 500 млн. км³. Проведенные В. Н. Корценштейном (1976) расчеты показывают, что потенциальная газоемкость гидросферы, в которой растворены метан, азот, углекислота, сероводород, водород, гелий и другие газы, составляет свыше 10 млрд. км³.

По представлениям А. П. Виноградова (1964), в течение всей истории Земли (4,5—5 млрд. лет) из мантии в атмосферу

и гидросферу было вынесено от 5 до 10% содержащейся в ней воды, натрия, хлора, аргона и около 1,5% углеводорода. Глубинная дегазация коры и мантии связывается главным образом с тектонически активным поясом, характеризующимся широким развитием глубинных разломов, высокой сейсмичностью и вулканизмом.

По данным Д. Г. Осика, А. Б. Нечаева и др. (1976), во время Дагестанского землетрясения (1970 г.) в зонах разломов происходило истечение ювенильных газов в атмосферу: водорода, гелия, двуокиси углерода и метана, на несколько порядков превышающих их содержание в воздухе. До начала Анапского (1966 г.) и Дагестанского (1970 г.) землетрясений в водах осадочного чехла резко увеличилось содержание хлора и общая щелочность. Здесь же наблюдалось увеличение изотопии углерода в метане и двуокиси углерода вследствие разбавления газов осадочного чехла ювенильной углекислотой и метаном. Перед Дагестанскими землетрясениями 1974—1975 гг. отмечалось увеличение в газах концентрации углеводородов, а в водах — хлора, кальция, магния и общей минерализации. Установлена прямая зависимость между величиной газогидрохимических аномалий и силой землетрясений.

По данным В. Руби (Rubey, 1951), на территории США из 1000 термальных источников ювенильных вод поступает 3 млн. л в год, а за 3 млрд. лет должно выделиться воды по объему в 120 раз больше, чем в современном Мировом океане.

О миграции ювенильных вод по зонам разломов дают некоторое представление определения изотопного состава подземных вод. По данным М. Ф. Шеппарда и С. Эпштейна (1970), составу ювенильных вод отвечает содержание дейтерия — $48\% \pm 20\%$ и кислорода $18 + 7\% \mp 9\%$ относительно SMOW. Проведенный В. Е. Ветштейном анализ многочисленных проб воды из источников различных регионов (Гавриш, 1974) показал, что только вода, отобранная нами из каптированных источников, вытекающих по разрывам, которые осложняют неогеновые отложения Тымь-Поронайского разлома сдвигового типа вблизи г. Синегорска, на о-ве Сахалин, имеет состав, близкий к «ювенильным» водам. Эти воды высоко минерализованные (17,1 г/л). Они содержат 69% дейтерия и $+4,9\% \text{ }^{18}\text{O}$, а также, по данным В. В. Аверьева (1960), двуокиси углерода (до 3 г/л) и мышьяка (до 60 мг/л).

Глубинные воды вулкана Узон на Камчатке, вытекающие по зоне близширотного разлома в озеро, имеют, по данным Н. С. Бескровного, слабокислую реакцию среды, высокое содержание хлоридов щелочных металлов, SiO_2 , NH_4 , В, As и пр. В паро-газовых струях обнаружены CO_2 , H_2S , N_2 , Ar, He, H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 . Температура воды достигает 90—100°, а количество Na и K — соответственно 858—1144 и 1393—1853 мг/л. Минерализация воды 3771 мг/л, pH достигает 6,0—6,35. Вода

вулкана Узон, по данным Н. С. Бескровного, не имеет сходства с водами Богачевской площади, расположенной вблизи этого вулкана.

На дне озера шурфами вскрыт пропласток (до 15 см) серой глины, в основании которой залегают прослойки серы и зеленого скородита, местами переходящего в аурипигмент. Ниже находится пласт (0,15—1,2 м) глин, сцементированных опалом, реальгаром, антимонитом и киноварью, а еще ниже гравийные и глинистые прослойки мощностью до 75 м, содержащие слои сульфидов железа.

Аналогичные элементы встречены нами в зоне Туинского разлома на п-ве Шмидта. Здесь в «кальдере» ручья Туин по одноименному разлому контактируют породы пильской свиты неогена с верхнемеловыми отложениями среднетоминской подсвиты. В Туинском овраге вытекают источники отобранной для анализа высокоминерализованной воды. Сделанный по нашей просьбе Е. Ф. Милько анализ показал, что вода содержит Fe 181,5 мг/л; Ca 35,1; Mg 27,3; Na 25,2; Cl 35,5; сульфатов 664,8 мг/л; вода кислая (рН 2,5) и в аморфном осадке содержит до 216 мг/л железа. Кислая вода, по-видимому, способствовала превращению крепких аргиллитов среднетоминской подсвиты в рыхлые комковатые глины, являющиеся хорошим адсорбентом различных элементов из минерализованных вод, и современному образованию включений аурипигмента, реальгара, мелантерита, пирита и пр.

Гелий и водород, встречаемые в зонах разломов, очень часто мигрируют по ним из глубоких горизонтов и подкорового субстрата. О мантийном происхождении водорода и гелия, выносимых по зонам разломов, свидетельствует соотношение изотопов $^3\text{He}/^4\text{He}$. По данным В. П. Якуцени (1976), гелию флюидов осадочных отложений древних платформ свойственны наиболее низкие величины соотношения $^3\text{He}/^4\text{He}$, равные (0,8—2,0) 10^{-8} , а количество гелия в газовых залежах составляет 0,06—0,20%. В породах осадочного чехла молодых платформ эти величины соответственно равны (5—15) 10^{-8} и 0,02—0,07%. Соотношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ для гелия, поступающего из верхней мантии, равно около $3 \cdot 10^{-5}$. О генезисе гелия природных газов смешанного мантийного и корового происхождения можно говорить только при наличии соотношения $^3\text{He}/^4\text{He}$, превышающего таковое в атмосферном гелие, т. е. выше $1,4 \cdot 10^{-6}$. Определение изотопного состава ^3He и ^4He позволило В. П. Якуцени выделить газопроводящие глубинные разломы, проникающие в мантию и затухающие в земной коре.

Изучение гелиеносности пород Туранской и Западно-Сибирской плит показало, что повышенное содержание гелия фиксируется в зоне Бухарского, Биргулинского, Амударьинского, Репитен-Келифского, Байрамалийского, Модарского, Коюнского и Северо-Карабугазского разломов различной глубины залеже-

ния (Гаврилов, 1975). На Уренгойском и Заполярном месторождениях, тяготеющих соответственно к Гыдан-Омскому и Тазовскому разломам, количество гелия в водах валанжинских и сеноманских отложений возрастает до 0,012 и 0,015%, в то время как на Медведовском, Русском и других месторождениях, несколько удаленных от разломов, оно не превышает 0,006%. Повышенное содержание гелия фиксируется в районе Чемерской газовой аномалии, в зоне Припятско-Маньчжурского разлома и в скв. 107, расположенной вблизи Смеловско-Холмского близ-меридионального разлома и регионального разрыва, разделяющего Гнединцевское и Богдановское месторождения.

Длительное прохождение глубинного водородного потока (Летников, 1976) по тектонически ослабленной зоне разлома приводит к формированию собственных гидротермальных систем, поскольку водород, обладая аномально высокой теплоемкостью, привносит тепло в тектоническую зону и, пронизывая всю массу пород, обуславливает взаимодействие водорода с компонентами породы. На этом фоне интенсивно протекают процессы восстановления железосодержащих минералов по ряду: окислы → закисные соединения → силикаты → самородное железо. Наряду с этим в восстановительных условиях водородной среды, по мнению Ф. А. Летникова (1976), проявляется общая тенденция вытеснения окислов силикатами. Все эти явления сопровождаются окислением водорода и образованием воды при одновременном частичном разрушении минералов, обусловленном объемным эффектом. Длительное прохождение водорода по ослабленной зоне повышает ее проницаемость и приводит к формированию собственно гидротермальных флюидных систем. На амфиболовой стадии метаморфизма происходит минералообразование со связыванием воды и развитием своеобразных метасоматических пород с амфиболами, слюдами и другими водосодержащими силикатами. Все это приводит к увеличению объема, нарастанию напряжений и развитию хрупких деформаций (милонитов и пр.). Анализ флюидов из таких зон показывает, что в нижних частях на уровне процессов гранулитовой фации — это существенно восстановленные флюиды, в амфиболовой — водные с наличием восстановленных флюидов, а на уровне эпидот-амфиболовой фации и выше — часто существенно окисленные с реликтами CO_2 , CH_4 , H_2 . По представлениям Ф. А. Летникова (1976), тектонические процессы создают первично ослабленную зону, дальнейшее развитие которой во многом определяется флюидным режимом.

О проникновении по глубинным разломам различных газов (CO_2 , H_2S , N_2) свидетельствует обогащение подземных вод углекислотой, сероводородом и азотом на Кавказе и в других регионах.

По данным А. И. Фридмана и др. (1976), на Северном Кавказе (западное погружение мегантиклинория Большого Кавка-

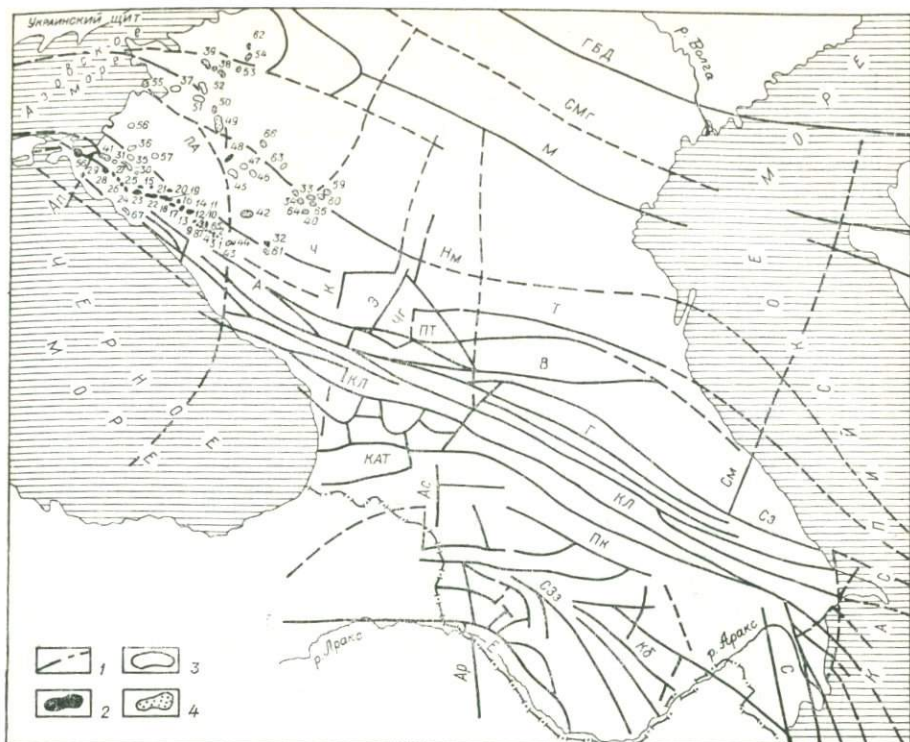


Рис. 7. Схема расположения глубинных разломов Кавказа (по Е. Е. Милановскому и В. Е. Хаину, 1963; С. Т. Короткову, 1968 и др.):

1 — разломы. Месторождения: 2 — нефтяные; 3 — газовые; 4 — газовые и газоконденсатные. Продольные разломы: ГБД — Главный северный Большого Донбасса, СМГ — Северо-Магмышладский, М — Манычский, НМ — Невинномысский, Ч — Черкесский, А — Ахтырский, Т — Терский, ПТ — Пшекиш-Тырныаузский, В — Владикавказский, Г — Главного хребта, КЛ — Кахетинско-Лечхумский, СЗ — Сизанский, КАТ — Краевой Аджаро-Триалетский, Пк — Прикуриный, СЗз — Северо-Зангезурский, Кб — Карабахский, Е — Ереванский. Поперечные разломы: АА — Анапский, ПА — Пшехско-Адлерская зона разломов, К — Кубанский, Э — Эльбрусский, Чг — Чегемский, Ас — Абдул-Самсорский, Ар — Араратский, Сл — Самурский, С — Сальянский. Месторождения Краснодарского края (цифры на рисунке): 1 — Нефтяно-Ширванское, 2 — Нефтегорское, 3 — Нефтянское, 4 — Восковая Гора, 5 — Хадыженская площадка, 6 — Хадыженское, 7 — Кабардинское, 8 — Асфальтовая Гора, 9 — Широкая Балка, 10 — Кура-Цеце, 11 — Кутаисское, 12 — Абузы, 13 — Ключевое, 14 — Дыш, 15 — Левкинское, 16 — Калужское, 17 — Новодмитриевское, 18 — Восточно-Северское, 19 — Азовское, 20 — Ильское, 21 — Зыбса-Глубокий Яр, 22 — Холмское, 23 — Ахтырско-Бугундырское, 24 — Украинское, 25 — Крымское, 26 — Кудоко, 27 — Кеслерово, 28 — Адагум, 29 — Благовещенское, 30 — Анастасовско-Троицкое, 31 — Западно-Анастасовское, 32 — Баракаевское, 33 — Александровское, 34 — Армавирское, 35 — Славянское, 36 — Фрунзенское, 37 — Каневское, 38 — Ленинградское, 39 — Старомиринское, 40 — Южно-Советское, 41 — Курчанское, 42 — Майкопское, 43 — Ширванское, 44 — Безводное, 45 — Некрасовское, 46 — Темиргоевское, 47 — Ладжское, 48 — Усть-Лабинское, 49 — Березанское, 50 — Сердюковское, 51 — Челбасское, 52 — Крыловское, 53 — Екатериновское, 54 — Кушевское, 55 — Бейгутское, 56 — Гриневское, 57 — Красноармейское, 58 — Старотитаровское, 59 — Николаевское, 60 — Убегенское, 61 — Самурское, 62 — Новомихайловское, 63 — Соколовское, 64 — Советское, 65 — Трехсельское, 66 — Митрофановское, 67 — Дообское.

за) развиты углекисло-углеводородные газы с ртутным оруденением глубинного происхождения; в районе Кавказских минеральных вод основными газовыми компонентами являются азот, метан и углекислота; Пшекиш-Тырныаузская мобильная шовная зона (рис. 7) характеризуется углекислым составом при-

родных газов, а структурно-фациальная зона поднятий Главного Кавказского хребта в районе горы Эльбрус — углекисловодородным. Появление большого количества водорода в газовых струях объясняется молодой вулканической деятельностью вулкана Эльбрус.

Современное выделение газов из воды оз. Киву известно в зоне Великих Африканских разломов. По данным Д. М. Шмитца и Дж. Куфферата (1955), газ оз. Киву состоит из углекислоты (71,7—78,1%), метана (20,7—26,2%), небольшого количества сероводорода и других компонентов. В приповерхностных слоях воды, характеризующиеся незначительной концентрацией солей (1 г на 1 л воды) до глубины 100 м, газа нет. На глубине 350 м минерализация повышается до 3,5 г/л. С возрастанием минерализации количество углекислоты увеличивается от 71,7% на глубине 275 м до 78,1% (на 425 м), а количество метана уменьшается от 26,2% на глубине 275 м до 20,7% на глубине 425 м. Запасы метана, растворенного в водах оз. Киву, составляют 57,3 млрд. м³ (Schmitz, Kufferath, 1955). При откачке воды из озера метан начинает выделяться на глубине 160 м, а углекислый газ — 20 м. О происхождении метана в этом озере нет единого мнения. Д. М. Шмитц и Дж. Куфферат (1955), Г. Тазиев (1963), П. Эрвар и Ж. Леперсонн (1959) считают, что он образовался в результате анаэробного разложения органического вещества планктона, оседающего с поверхности озера в придонные слои, а К. Брук (1968) допускает, что метан, как и углекислота, а также повышенная минерализация воды оз. Киву, имеют глубинное происхождение.

О вертикальной миграции флюидов свидетельствует также гидродинамический режим подземных вод различных горизонтов в зонах региональных разломов Туранской и Скифской плит (Гаврилов, 1975). Так, вдоль Бухарского разлома несмотря на мощную (до 50—100 м) верхнеюрскую покрывку наблюдается хорошая связь между юрским и неоком-аптским гидрогеологическим комплексом. Эта связь прослеживается по наличию относительных минимумов приведенного давления на плоскость —1600 м по всему юрскому гидрогеологическому комплексу (рис. 8). В зоне разлома это давление равно 180—182 кгс/см² (на Учкаре), 186 — на Атабарской площади, 194 кгс/см² — на Караулбазаре и Сартыге; к северу оно возрастает до 196 (Мамаджаураты), а к югу — до 206 (Зекры) — 230 кгс/см² (Уртабулак).

Шахпатинский разлом непрерывного развития также оказывал аналогичное влияние на динамику подземных вод мезозоя. На одноименной структуре в скв. 2 и 3 по среднеюрскому комплексу фиксируется пьезоминимум. Приведенные давления соответственно равны 176,4 и 176,8 кгс/см², тогда как в соседних скважинах оно достигает 178,8 кгс/см² (плоскость сравнения — 1600 м). Аналогичный пьезоминимум установлен и по верхне-

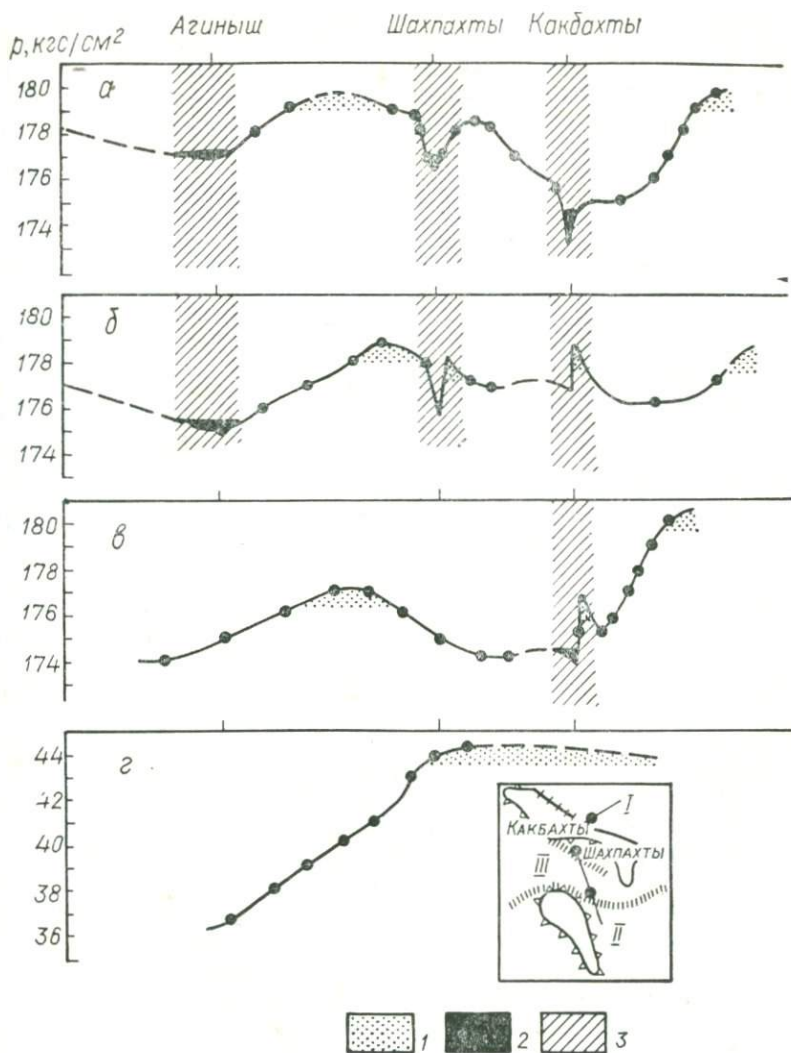


Рис. 8. Профили приведенных давлений по районам Устюрта (плоскость сравнения — 1600 м абсолютной высоты).

Для водонапорных комплексов: а — среднеюрского, б — верхнеюрского, в — нижнемелового, г — верхнемелового (туронского):

I — зоны относительных пьезомаксимумов; 2 — зоны относительных пьезоминимумов; 3 — области дренирования (по Э. Т. Кудашеву).

На врезке — план расположения профиля: I — Центральноустьуртский разлом прерывистого развития; II — Карабогаз-Каракумский разлом непрерывного развития; III — Шахпратинский разлом непрерывного развития.

юрскому горизонту. Наличие устойчивой зоны пьезоминимумов объясняется разгерметизацией разломом надежной алевролитоглинистой покрывки мощностью 50—100 м, развитой в этом районе (см. рис. 8). Верхнемеловые покрывки уже не испытывают разгерметизирующего влияния Шахпатинского разлома. Приведенные давления по ниже- и верхнемеловым комплексам не образуют аномалии и равномерно нарастают в сторону Асакеауданской впадины.

С Аламбекским разломом непрерывного развития связано образование аномально высоких давлений в мезозойских гидрогеологических комплексах. Приведенные давления на плоскости сравнения — 1600 м по среднеюрскому комплексу в скв. 7 равны 229 кгс/см², а в скв. 1, расположенной в 10 км от скв. 7, это давление уменьшается до 180. По нижнемеловому водонапорному горизонту приведенные давления в пределах Аламбекского вала выравниваются до 180, по верхнемеловому комплексу приведенное давление постепенно увеличивается с севера на юг от Аральского моря до Центрального Устюрта от 38 до 44 кгс/см², и описываемый разлом ничем не выделяется. Предполагается, что палеозойские подземные воды, обладая большим напором, создавали зону аномально высоких пластовых давлений в юрских и нижнемеловых комплексах, поскольку Аламбекский разлом, проявившись в меловое время, частично разгерметизировал верхнеюрскую покрывку. Верхнеаптско-нижнеальбская покрывка осталась ненарушенной и надежно запечатала недра рассматриваемого района.

По представлениям В. П. Гаврилова (1975), зоны пьезоминимумов возникают вследствие потери напора гидрогеологическим комплексом при разгерметизации верхней покрывки, что обуславливает подток вод соответствующего комплекса к региональному разлому. Выше по разрыву зона пьезоминимума исчезает, что вызвано наличием надежной нижнемеловой покрывки, изолирующей верхнемеловые и палеоген-неогеновые комплексы от высоконапорных юрских вод.

Северо-Манычский разлом является примером активной современной разгрузки подземных вод. Здесь, в районе Шарбулаха, высачивается вода с пузырьками газа и пленками нефти. Полное дренирование подземных вод известно по возрожденным разломам горного Мангышлака (Каратаусский, Тюбеджикский, Тумгачинский, Карашекский разломы). В районе Каратаусского хребта на поверхность выходят высокоминерализованные юрские воды и фиксируются гидрогеологические аномалии в альб-сеноманском комплексе.

Общей закономерностью влияния разломов прерывистого развития на гидродинамический режим подземных вод Туранской плиты является создание пьезоминимумов по всем водоносным комплексам мезозоя и кайнозоя, что создало крайне неблагоприятные условия для сохранения залежей углеводородов. Здесь

встречаются либо разрушенные нефтегазовые залежи (площади Центральный Серакамыш, Карасязь-Таспаз, Тюямуюн и др.), либо небольшие залежи (Кашабулак и др.).

На Скифской плите вдоль Южно-Манычского разлома непрерывного развития, который нарушает герметичность глинистых отложений келловоя, возникает пьезометрический максимум в неоком-аптских горизонтах на Максимо-Кумской и Величаевской площадях вследствие подпора юрских вод (Кассин, 1964).

Одним из показателей вертикальной миграции является повышенное содержание углекислого газа в подземных водах, поскольку он часто имеет глубинное (метаморфическое или вулканическое) происхождение. На месторождениях Сургут, Шаим и др., находящихся в зонах разломов Западной Сибири, содержание углекислого газа в подземных мезозойских водах достигает 18 л/л при фоновом 2—7 л/л (Толстиков, 1965). Повышенное (до 2—3,2%) содержание углекислого газа фиксируется также в каменноугольных, триасовых и юрских подземных водах на Гнилицкой, Малодевицкой, Галещинской и других площадях Припятьско-Манычского глубинного разлома Дно-Днепровского рифта (Гавриш, 1974). Необходимо отметить, что углекислота, растворяясь в воде, образует угольную кислоту, которая при высоких температурах взаимодействует с известняком, переводя карбонат кальция в растворимый бикарбонат, т. е. способствует образованию в зонах разломов кавернозных коллекторов.

О вертикальной миграции эндогенного тепла по зонам глубинных разломов свидетельствует приуроченность к ним термальных источников и геотермических аномалий.

В Прибайкалье на протяжении 1500 км известно 30 горячих источников. Они почти все расположены вдоль восточного берега оз. Байкал и приурочены к разрывным структурам тектонического раздвижения, пересекающего баргузинский берег. Температура воды достигает 33—54°, а в Магойском источнике до 80°С. В источнике Горячинском вода сульфатнонатриевая. На северо-западном берегу Байкала при пересечении с Обручевским сбросом поперечного разрыва (на мысе Котельникова) известен горячий источник с температурой 62°С. По типу минерализации эти воды хлоридногидрокарбонатно-сульфатнонатриевые. По данным В. В. Ламакина (1968), большинство источников Прибайкалья тяготеют к тектоническим разрывам, особенно к зонам их пересечения. Большие сбросы и сдвиги, вероятно, способствовали притиранию смещающихся тектонических глыб; к ним редко приурочены открытые щели, благоприятствующие проникновению глубинной воды. В районе Сальска, в зоне пересечения Северо-Манычского, Сальского и других разломов, также обнаружены выходы горячих источников минеральных вод.

На составленной карте геозотерм (Гавриш, 1974, рис. 32) видно, что в зонах краевых глубинных разломов позднедевонского заложения на срезе —1000 м температура повышается от 28° С в районе г. Белгорода на Воронежской антеклизе, до 51° в районе г. Купянска и 52° в с. Шевченково, тяготеющих к зоне пересечения Томаковско-Купянской глубинной структуры с Барановичско-Астраханским разломом. К последнему часто приурочивается облачность на космоснимках. В приосевой части Доно-Днепровского рифта, на меридиане г. Полтавы и в районе Кривого Рога, на Украинском щите температура на срезе —1000 м соответственно равна 25—34 и 20° С, а в зоне Припятско-Маньчжского разлома на Зачепиловском поднятии она увеличивается до 42° С. В юго-восточной части этого глубинного разлома, т. е. в зоне Северо-Маньчжского разлома прерывистого развития, на срезе —500 м температура достигает 170° С, тогда как за пределами разлома она не превышает 160° С (Сергиенко и др., 1971).

По материалам О. А. Рыжкова и др. (1970), температура примерно на 10° С повышается в зонах Бухарского, Амударьинского и других разломов. Высокотермальные источники или горячие подземные воды известны в Предгиссарском (до 90° С) и Копетдагском разломах, на разломах о-ва Челикен и пр. Максимальные значения теплового поля Западно-Сибирской плиты фиксируются на Колтогор-Уренгойском и Среднеобском разломах.

Кроме положительных геотермических аномалий на осложненных разломами и разрывами участках фиксируются отрицательные температурные аномалии. Так, на Газлинском, Каганском, Зеагли-Дарвазинском, Ачакском, Гугуртлинском, Шахпатинском и других месторождениях или структурах Туранской плиты установлены отрицательные аномалии до 5° С. Произведенный В. П. Гавриловым (1975) анализ геотермических полей показал, что в некоторых случаях отрицательные аномалии обусловлены дросселированием газа в процессе разрушения месторождений, поскольку по мере приближения к фундаменту температура уменьшается. Например, в Центрально-стуртском разломе прерывистого развития температура на срезе —500 м составляет 17, на срезе —1 км —16, а на срезе 3 км —10° С.

К глубинным разломам приурочены высокие минерализованные подземные воды. Так, по данным А. Е. Бабинца (1961) и других исследователей, к глубинным разломам и разрывам Украинского щита тяготеют минерализованные воды в городах Хмельнике, Мироновке, Бердичеве, Звенигородке, Катеринополье, Белой Церкви, Немирове и Кривом Роге. Воды г. Хмельника (глуб. 65 м) имеют минерализацию до 6 г/л, содержание катионов Na и K в них достигает 854,2 мг/л, Ca 825,2, анионов Cl 1483,2; HCO₃ 3040 мг/л; CO₂ 0,6—1,1 г/л.

В зоне Криворожского глубинного разлома (район Кривого Рога) к породам докембрийского фундамента (до глубины 180 м)

приурочены сульфатные и сульфатнохлоридные воды с минерализацией до 5 г/л. На большей глубине в водах преобладают хлориды. Минерализация их увеличивается до 100 г/л (Руденко и др., 1972), а, по данным А. Е. Бабинца, даже до 144,5 г/л, и с этими водами на протяжении суток выделялось NaCl 25, MgCl₂ 26 и CaCl 0,6 т.

Раздвигом блоков земной коры, видимо, объясняется повышенная минерализация воды в зоне глубинного раздвига центрального трога Красного моря. Проникновением кислых гидротермальных рассолов по разломам, осложняющим центральный грабен Красного моря, обусловлена высокая концентрация растворенных в воде солей железа, марганца, цинка, свинца, меди, серебра и золота, превышающая в 50 000 раз содержание этих элементов в обычной воде (Яншин, 1968).

В зонах краевых глубинных разломов Доно-Днепровского прогиба повышенная (до 250 г/л и более) минерализация каменноугольных водоносных горизонтов установлена на Шевченковской, Северо-Голубовской, Гречишкинской, Новоайдарской, Талалаевской, Краснопоповской, Рябухинской и других площадях в пределах Барановичско-Астраханского разлома, а также на Зачепиловской, Перещепинской, Ильичевской, Гнилицкой, Малодевицкой и прочих структурах Припятско-Маньчского глубинного разлома (Гавриш, 1974). Увеличение этой минерализации возможно в результате поступления по разрывам высокоминерализованных вод девона или карбона. О такой миграции можно предполагать по наличию повышенной минерализации (до 99,4 г/л) вод оз. Солёный Лиман, расположенного у левобочного изгиба Карабиновского правостороннего сбросо-сдвига на Орехово-Харьковском глубинном разломе (рис. 9), и высокой минерализации подземных вод кайнозойских водоносных горизонтов вблизи других разрывов, осложняющих Орехово-Харьковский и прочие глубинные разломы. Воды с необычным солевым составом встречены в оз. Колясу на участках изгибания разрывов Джунгарского глубинного разлома (Войтович, 1969).

Пониженная минерализация подземных вод среднекаменноугольных отложений фиксируется на Роменской и Городищенской площадях, приуроченных к Барановичско-Астраханскому глубинному разлому, и Кибинцевской структуре, тяготеющей к Припятско-Маньчскому разлому. Происхождение этих аномалий объясняется (Гавриш, 1974) инфильтрацией поверхностных вод в более глубокие горизонты по нарушенным зонам разрывов, осложняющим глубинные разломы и локальные поднятия.

Наблюдения Л. Н. Розанова (1971) показали, что циркуляция пластовых вод на Восточно-Европейской платформе происходит только в зоне свободного водообмена до глубины 2—2,5 км и что... «невозможно допускать перемещение (даже медленное) значительных объемов атмосферной воды с поверхности на большие глубины, т. е. в зоны с большим давлением». Вместе с тем

С. М. Григорьев (1971) считает, что вода, поступаая по разломам и трещинам под влиянием земного тяготения в глубокие слои земной коры, достигает критических температур и в пределах изотермы 374 и 425—450°С постоянно циркулируют в виде водных растворов и пара, образуя дренажную оболочку Земли. Проникновению атмосферной воды в дренажную оболочку на большие глубины вплоть до поверхности Мохоровичича

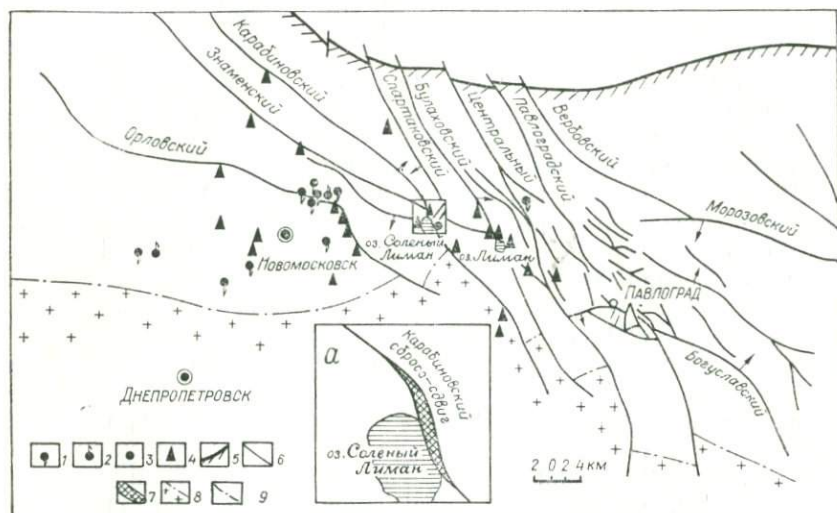


Рис. 9. Схема расположения разрывов, нефтегазо- и водопроявлений в Павлоградском районе на Орехово-Харьковском глубинном разломе. Составили В. К. Гавриш и Н. И. Иванов (1976) по материалам П. С. Исаева, А. П. Стукало, В. Н. Стовпового и др.:

1 — нефтепроявления; 2 — газопроявления; 3 — самоизливающиеся источники; 4 — колодцы и скважины с минерализованной водой; 5 — главный сброс Припятско-Маньчского краевого разлома; 6 — разрывы; 7 — предполагаемая зона зияющей трещины у Карабиновского сбросо-сдвига на врезке (а); 8 — докембрийский фундамент; 9 — контур распространения каменноугольных отложений.

способствует приливная волна литосферы, обусловленная притяжением Луны. Проницаемость разломов и трещин, лежащих выше дренажной оболочки, будет увеличиваться, если по ним будут подниматься пары и водные растворы. Высказывания Григорьева, с нашей точки зрения, весьма гипотетичны и требуют более веских доказательств.

Краткие сведения о вертикальной миграции нефти и углеводородных газов

Большинство сторонников абиогенного происхождения нефти (Пейве, 1956; Кудрявцев, 1967—1973; Порфирьев, 1958—1976; Доленко, 1964—1976; Субботин, 1966; Чекалюк, 1966; Линецкий, 1971, и др.) считают, что основную роль в миграции нефти,

генерировавшейся в мантии Земли, играли глубинные разломы. Лишь И. А. Петросилъе и др. (1967) доказывают, что битуминозное вещество Колльского п-ва есть продукт гидротермального минералообразования и не связано с глубинными разломами.

Почти все сторонники абиогенного происхождения нефти априори допускают миграцию по зонам разломов и разрывов глубинных флюидов, находящихся под большим давлением, только В. Ф. Линецкий (1971) связывает эту миграцию с определенными моментами развития Земли. Он считает, что глубинные разломы образовались при землетрясениях, повторяющихся циклично и длительное время. Если в зоне разрыва находился жидкий флюид, то каждое землетрясение способствовало трансформации сейсмического удара в гидравлический. Под действием последнего флюид устремлялся кверху. «В местах повышенного давления происходило раскрытие трещин противостоящего пласта, если давление в разломе превышает давление их раскрытия, и в водонасыщенный пласт под большим давлением поступает нефть или водо-нефтяная смесь» (с. 132). Хотя этот исследователь и выделяет гипоглубинные подкоровые разломы, однако большинство известных разломов, судя по локализации очагов землетрясения в Калифорнии, Японии и пр. (Пресс и др., 1968), достигает, по его мнению, лишь глубины 5—30 км, т. е. являются внутрикоровыми. В то же время М. Ф. Мирчинк (1972, с. 11), возражая сторонникам неорганического синтеза нефти, акцентирует внимание на «чрезвычайно малую вероятность существования зияющих глубинных разломов, которые могут служить путями миграции,— на это достаточно четко указывают данные исследований в области геомеханики горных пород». Как показали экспериментальные исследования Л. А. Шрейнера (Чепиков, 1972), процесс хрупкого разрушения происходит в образце кварца при геостатических давлениях, соответствующих глубинам до 30 км и температуре 800° С. Как долго могут быть разрывы в породах на больших глубинах, нет никаких экспериментальных данных. По Ван Хайзу и Г. Ф. Мельчеру (Апресов, 1957), поры и трещины в породах не могут существовать в земной коре ниже 17 км.

Вместе с тем к зонам разломов, а также разрывов, особенно сдвигового и сбросо-сдвигового типов, приурочиваются многочисленные нефтегазопроявления, свидетельствующие о миграции нефтяных флюидов по разломам, а поскольку последние осложнены региональными разрывами различной глубины заложения,— и по разрывам. Рассмотрим некоторые примеры.

К сдвиговой зоне Левантийского глубинного разлома, кроме небольшого месторождения нефти Зохир-Кидоде, приурочены обильные нефтепроявления, а также прожилки асфальта и вязких смолистых битумов в юрских и меловых породах, прорванных вулканическими образованиями. Вулканические процессы совпадали с воздыманиями земной коры в конце юры (см. рис. 15).

В Мертвом море, возникшем в зоне Левантийского глубинного сдвига (Гавриш, 1974) и заполненном соленой водой, из глубины 350 м периодически выбрасываются куски асфальта, всплывающего на поверхность воды и поступающего на берег (Реклю, 1914). Многочисленные нефтепроявления и месторождения асфальта (Латакия) распространены также на сирийском побережье.

В Рейнской нефтегазоносной области, вблизи сбросов зон краевых разломов и в центральной части Рейнского грабена, на Пешельбронском месторождении установлены многочисленные выходы нефти.

Нефтегазопроявления в каменноугольных отложениях Павлоградского района тяготеют к разрывам, осложняющим Орехово-Харьковский близмеридиональный глубинный разлом докембрийского заложения, видимо, сбросово-сдвигового типа. По этим разрывам происходит почти 30-километровое правостороннее смещение контуров распространения каменноугольных отложений к югу (см. рис. 9). Следует отметить, что в Крымской геосинклинальной области, в районе гор Аю-Даг, Урага и др., Орехово-Павлоградский разлом, являющийся южным продолжением Орехово-Харьковского разлома, А. В. Чекунов и др. (1965) классифицируют как левосторонний сдвиг.

Произведенный анализ показывает, что в зоне Орехово-Харьковского глубинного разлома нефтегазопроявления тяготеют к Орловскому сбросу, который имеет почти широтную ориентировку, являясь оперяющим к главному сместителю — Карабиновскому сбросу. В последнем смещение контура распространения каменноугольных отложений максимальное и достигает 17 км. Здесь не только не зафиксированы нефтегазопроявления, но и устанавливается невысокое ($5 \cdot 10^{-4}$ см³/л) содержание углеводородных газов, растворенных в водах кайнозойских отложений. По данным отобранных Н. И. Ивановым и проанализированных В. А. Гальченко пробам водорастворенных газов максимальное содержание углеводородных газов до $95 \cdot 10^{-4}$ см³/л (с. Дмитриевка) также тяготеет к Орловскому сбросу, где выявлены обильные нефтепроявления (см. рис. 9) по всему разрезу от карбона до бучака. Химические анализы (Гавриш и др., 1965) показали, что нефти у Орловского сброса обычно тяжелые с плотностью свыше 0,92 г/см³, окисленные, высокосмолистые и сернистые. Есть основания предполагать, что на окисление нефти оказал влияние активный водообмен, сыгравший отрицательную роль в промышленном скоплении тектонически экранированных залежей нефти. Вместе с тем наличие повышенной концентрации нефтепроявлений у Орловского сброса близширотной ориентировки, почти совпадающего с простиранием каменноугольных горизонтов, и полное отсутствие нефтепроявлений у Карабиновского сбросо-сдвига, ориентированного вкрест простирания каменноугольных пород, позволяют предполагать, что Ор-

ловский сброс способствовал в какой-то мере аккумуляции флюидов, а Карабиновский сбросо-сдвиг — миграции газа, нефти и воды. Наиболее благоприятные условия для миграции флюидов были на участке юго-западного отклонения сместителя Карабиновского правостороннего сбросо-сдвига в районе с. Новотроицкого, где установлен не только источник самоизливающейся высокоминерализованной подземной воды, но и оз. Солёный лиман (см. рис. 9, а) с минерализацией воды до 99,4 г/л.

Нефтепроявления в породах докембрийского фундамента вблизи с. Кобеяк (Порфирьев и др., 1971), а также небольшие притоки густой нефти из карбониферных отложений с. Шульговки (Гавриш и др., 1965; Гавриш, 1974, рис. 17) установлены на Верховцевско-Льговской глубинной структуре.

Настоящая нефть, запечатанная в кварцевых зальбандах графитовых жил докембрийского фундамента Криворожско-Комаричского глубинного разлома, встречена в Криворожском железорудном районе. Это, по мнению В. Б. Порфирьева (1967), свидетельствует о древней миграции глубинной (абиогенной) нефти по зоне разлома 2 млрд. лет назад. Приведенное высказывание требует более веского обоснования и дальнейшего изучения, поскольку Ю. П. Мельник и др. (1975) доказали органическую природу графитов Кривбасса, что дает возможность предполагать и органическое происхождение запечатанных в зальбандах графитовых жил небольших скоплений нефти, особенно, если учесть данные А. В. Сидоренко и Св. А. Сидоренко (1971) о наличии органики в докембрии.

Многочисленные нефтепроявления установлены в районе сел Холмов, Великой Загоровки, Антоновки, Кононовки и г. Ични, тяготеющих к Смеловско-Холмскому глубинному разлому, по видимому, сбросо-сдвигового характера. О глубинном заложении этого разлома свидетельствуют данные М. Г. Манюты и др. (1973) о том, что в зоне пересечения профиля ГСЗ Любеч — Сребное (пикет 150) со Смеловско-Холмским разломом вертикальная амплитуда смещения поверхности Мохоровичича достигает 1500 м и более.

Нефтепроявления выявлены в районе г. Донецка, сел Славяносербска, Большой Черниговки и Городища на Волновахско-Казанской и Кальмиусско-Айдарской глубинных структурах (Гавриш, 1974, рис. 17). Цепочка аномалий тяжелых углеводородов, превышающих $i \times 10^{-4}$ см³/л (с. Бобрик), а также горение газа при ремонте трубопроводов, эксплуатирующих бучакский водоносный горизонт в с. Шевченково Броварского района Киевской области, установлены В. А. Гальченко в водах кайнозойских горизонтов вблизи Тикичко-Гомельского глубинного разлома и на расположенном к югу от него Черкасско-Остерском разрыве (Гавриш, 1974). Последний, видимо, имеет сбросо-сдвиговую природу, способствуя формированию одноименного вала длиной до 190 км.

Наличие нефтяных или асфальтовых озер вблизи г. Охи, в зоне Восточно-Сахалинского разлома сдвигового типа (Алексейчук и др., 1968; Рождественский, 1969) и других пунктов (Бескровный и др., 1975), асфальтового Бинагадинского озера в АзССР, закированных известняков и прочих пород в Грузии (Натанебское месторождение битумов), в Западной Туркмении (на п-ве Челекен, в Небит-Даге); закированных пород на приподнятых крыльях сбросов, осложняющих соляные купола между Уралом и р. Эмбой, вблизи железной дороги Гурьев — Кандагач; асфальтового оз. Ла-Бреа с толщиной асфальта до 50 м вблизи сдвигового разлома Эль-Пилар и других крупных запасов асфальта до десятков миллионов тонн на месторождениях Питч Лейк на о-ве Тринидад и Гуаноко в Венесуэле и пр. (Бескровный и др., 1975) — все это свидетельствует о вертикальной миграции нефти по разрывам из глубоких горизонтов осадочной толщи, так как во всех случаях в их пределах на различных глубинах встречены промышленные скопления нефти. О миграции нефти по разломам или разрывам особенно красочно говорит наличие асфальтита жильного типа в Оренбургской области на Садкинском (ширина трещины 20 м, а ее протяженность 680 м), а также Старунском месторождениях озокерита в западной части Украины. Жильные проявления киров и антраколитов известны в палеозойских образованиях гор Туркестано-Алая и Западного Узбекистана, в верхнеюрских известняках Гауданского серного месторождения и в Тунгусской синеклизе (Бескровный и др., 1975).

С рудной, особенно с реальгаровой минерализацией Центрального термального поля кальдеры Узон на Камчатке, ассоциирует нефть, обнаруженная Н. С. Бескровным и другими на 15 участках. Зеленая нефть плотностью 0,9320—0,8854 г/см³ встречена при температуре 55—95° С. При отборе нефть приобретает коричневый и темно-коричневый цвет. Нефть поступает снизу по тем же каналам (разрывам или разломам), по которым разгружаются на поверхность паро-газовые струи. Она, по мнению Бескровного, связана с запасами перегретой воды и, возможно, газа на небольшой глубине. Оптическая активность этих нефтей изменяется от +23,5° до +1,58°. Уменьшение это происходит одновременно с уменьшением плотности нефти от 0,9148 до 0,8689 г/см³. Узонская нефть по составу очень сходна с богачевской нефтью, которая залегает в палеогеновых отложениях и, по-видимому, находится в зоне одного разрыва с узонской. Уменьшение со временем величины оптической активности узонской и богачевской нефтей позволило Н. С. Бескровному считать их возраст современным (голоценовым).

Большой фактический материал о вертикальной миграции флюидов, главным образом по зонам локальных разрывов Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, приводит в своей работе Л. П. Швай (1973). Пластовые воды вблизи разрыва,

осложняющего Качановское месторождение, имеют повышенную минерализацию (156 г/л в скв. 28 при фоновой 146 г/л в скв. 26 и др.). Подземные воды, проникая по разрывам, способствовали разрушению залежи нефти у сброса (Швай, 1973, рис. 20). У разрывов иногда резко повышается количество и изменяется состав водорастворенных газов. Так, на Леляковской площади, в пластовых водах визейского яруса (скв. 22), газонасыщенность достигает 1106 см³/л, а количество углеводов в газе — 72%.

На Новогригорьевском месторождении газонасыщенность вод верхневизейского водоносного горизонта В-8 в скв. 1, расположенной вблизи разрыва, превышает 1850 см³/л, а вдали от разрыва в скв. 13 количество газов менее 567 см³/л. На этой же площади у разрыва (скв. 5) абсолютная отметка приведенного статистического уровня увеличивается от 182 в скв. 4 до 320 м в скв. 5 (Швай, 1973, рис. 18, а). Интересные данные получены по скв. 107, находящейся обриси регионального близмеридионального межструктурного разрыва, отделяющего Богдановское месторождение от Гнединцевского. Здесь газонасыщенность достигает 1937 см³/л, а абсолютная отметка приведенного уровня равна 418 м, в то время как в скв. 102, вдали от разрыва (Швай, 1973, рис. 18, б), эти показатели равны соответственно 155 см³/л и 294 м.

На Дзангизащинской площади, приуроченной к Центрально-устуртскому разлому, установлено повышенное содержание углеводородных газов в водах мелового возраста (до 825 см³/л) при фоновом значении 150—200 см³/л (Силич, 1971).

По данным А. М. Иванова и др. (1972), нефть в неокомских отложениях Самотлорского месторождения имеет различный химический состав, что дало основание рассматривать нефти восточного участка как молодые неокомские, а нефти западного участка — как древние, пришедшие в неокомские коллекторы из среднеюрского комплекса в результате вертикальной миграции.

Вдоль Южно-Маньчского разлома (Бурштар и др., 1969) происходит переток жидких углеводородов из нижнемеловых отложений в верхнемеловые через надежную альбскую покрывку мощностью до 20—30 м. Полностью пересекает альбскую покрывку и возрожденный Северо-Маньчский разлом, где на Икибурульской площади установлена газонасыщенность разреза от аптских до палеогеновых отложений.

В 1963 г. на дне исчезнувшего оз. Иссык обнаружены метан и угарный газ, связанные с глубинным разломом.

Интересный вывод делает Л. П. Швай (1973) о том, что «гидрохимические аномалии в основном совпадают с размещением нефтегазовых залежей; в некоторых случаях отмечаются ниже самих залежей, что объясняется, по-видимому, лишь недостаточным количеством гидрогеологических данных. Однако ни в

одном случае не наблюдается распространение гидroxимических аномалий выше нефтегазовых залежей». Этот вывод дает некоторое основание утверждать, что углеводороды проникают через газо-водоупорные покрывки, нарушенные разрывами, в определенные моменты геотектонического развития локальных поднятий и крупных сводов, т. е. при раскрытии флюидопроводящих разрывов и разломов локального и регионального характера.

О значении флюидозакранирующих покрывок и амплитуд разрывов нет единого мнения. Н. А. Крылов (1971) и другие исследователи считают, что для вертикальной миграции углеводородов амплитуда разрывов должна превышать мощность покрывки, а В. П. Гаврилов (1975) на основе анализа материалов в Среднеобской зоне разломов предполагает, что это условие не обязательно. Достаточно иметь лишь разветвленную сеть микро- и макротрещин. Нам представляется, что такое допущение возможно только при определенном генезисе трещин. В связи с этим можно отметить, что, по данным Г. С. Преображенской и др. (1971), идеальная глинистая покрывка монтморилонитового состава при мощности 2—3 м способна удерживать залежь нефти до 100 м. Т. И. Евдокимова (1967) экспериментально доказала, что если бейделлитовые глины расслоены алевролитовыми и песчанистыми разностями, то для сохранения промышленных залежей нефти и газа мощность покрывки должна быть не менее 10—12 м. Проведенные эксперименты позволили А. А. Плотникову (1968) утверждать, что покрывка достаточно надежная при соотношении максимальной высоты залежи к мощности непроницаемой покрывки для нефтяной залежи — 6:1, а для газовой залежи — 4:1.

Значение генетических особенностей глубинных разломов в миграции нефти и газа

Приведенные выше сведения о миграции подземных вод, газов и нефти дают основание утверждать, что глубинные разломы и осложняющие их разрывы оказывали существенную роль в вертикальной миграции флюидов из глубоких горизонтов земной коры и, возможно, подкорового субстрата.

Однако не каждый разлом и разрыв служил постоянным каналом даже для таких подвижных флюидов, как гелий и водород, о чем свидетельствует наличие их локальных аномалий на определенных участках региональных разломов, например в районе Чемера на Припятско-Маньчском глубинном разломе. Особенно это касается погребенных (слепых) глубинных разломов, перекрытых мощными глинистыми или соленосными экранирующими толщами. Там же, где разломы и разрывы осложняют хрупкие кристаллические породы, реверсивные вертикальные или многократные горизонтальные подвижки блоков вдоль ослабленных разрывами участков вместе с флюидами водорода и пр.

(Летников, 1976) способствовали разрушению и милонитизации пород, что в свою очередь благоприятствовало длительной и даже постоянной миграции флюидов.

Произведенное обследование разломов Украинского щита показало, что граниты и другие кристаллические образования весьма разрушены. Так, в зоне Бугско-Мироновского разлома на Украинском щите, вблизи с. Грузского, докембрийские гранито-гнейсы перемяты до щебенки, используемой без дополнительного дробления на покрытие дорог. Ширина этой зоны с прекрасными коллекторскими свойствами достигает 50 м, и по ней могут свободно циркулировать флюиды (Гавриш, 1972) как снизу вверх (Бабинев, 1961), так и сверху вниз (Руденко и др., 1972) в глубокие горизонты земной коры (Григорьев, 1971) под влиянием земного тяготения.

По данным Г. Д. Ажгирея (1956), зоны нормальных сбросов или трещины растяжения заполнены тектонической брекчией обычных обломков пород, составляющих стенки нарушения. Для таких брекчий характерна цементация обломков различными минералами, выпадающими из растворов, циркулировавших вдоль разломов. Исследования З. С. Ибрагимова (1967) верхнеюрских ангидритов в зоне Бухарского разлома показали, что они сильно трещиноваты. Трещины заполнены глиной, пропитанной нефтью, и реже кальцитом. Трещинная пористость низкая (0,02—0,3, иногда до 5%), а проницаемость изменяется от 10 до 720 мдарси.

Н. П. Фурсова и др. (1969) на Скифской плите выделили крупные зоны повышенной трещиноватости верхнемеловых отложений, ориентированных в близмеридиональном и близширотном направлениях и приуроченных к региональным разломам Центрального и Восточного Предкавказья. Здесь густота трещин изменяется от 60 до 172 ед/м, тогда как вдали от трещиноватой зоны она не превышает 40 ед/м.

В зонах развития Кясулижского, Краевого и Ставропольско-Мектебского близмеридиональных разломов Восточного Предкавказья густота трещин в верхнемеловых породах достигает 60—314 ед/м, в то время как в стороне от них она не превышает 40 ед/м. На Закумской площади установлено резкое увеличение трещиноватости в известняках триаса, из которых получено 6 т/сут нефти (Романов и др., 1971). Многочисленные наблюдения показывают, что ширина зоны влияния разлома зависит от масштаба тектонического разрыва: для локальных разрывов она не превышает 60—70 м, а для региональных — свыше 10—15 км.

Наиболее благоприятными участками для вертикальной и боковой миграции газов, воды и нефти в зонах глубинных разломов являются милонитизированные зоны крепких кристаллических пород в местах открывающихся трещин при горизонтальном смещении блоков или глыб земной коры. Там, где на таких

участках нет покрышек, разломы совершенно «стерильны» и лишены каких-либо нефтепроявлений. В милонитизированных кристаллических породах Бугско-Мироновского разлома вблизи с. Глузского установлено полное отсутствие в них битуминозного вещества. На участках, где кристаллические породы перекрыты экранирующей толщей при отсутствии хорошей гидродинамической закрытости, фиксируются нефтепроявления (с. Кобеляки) на Верховцевско-Льговской глубинной структуре *, а при наличии полной замкнутой гидродинамической системы в трещиноватой зоне разлома концентрируются промышленные скопления нефти, как, например, на месторождении Дип Ривер (см. рис. 42).

По данным А. В. Лукьянова (1963), при горизонтальных движениях по разломам, происходящим во время современных катастрофических землетрясений, образуются сдвиги, которые проявляются в виде единой зигзагообразной трещины и имеют весьма сложное строение. В сдвиге закономерно сочетаются трещины растяжения, сжатия и сколы с притертыми крыльями. Последние перемещаются по трещине в строго определенном направлении, но поскольку сместитель имеет резкие изгибы, разные отрезки трещины реагируют на перемещение по-разному. На участках, где сместитель параллелен направлению смещения, образуются простые сдвиги с притертыми крыльями. В местах, отклоняющихся от этого направления, возникают надвиги или раздвиги. А. В. Лукьянов приводит пример горизонтального взбросо-сдвига (горизонтальная составляющая перемещения до 1,5 м) на плато Ихэ Богдо (рис. 10), где на протяжении десятков метров крылья трещины плотно прижаты друг к другу. Только на участках с широтным простиранием сместителя образуются зияющие провалы шириной до 2—2,5 м. Такие участки многократно повторяются через 50—100 м и каждый раз сопровождаются трубообразными провалами. В некоторых местах сместитель этой трещины отклоняется в другую сторону, где наблюдаются участки сжатия и местных небольших надвигов, что хорошо видно в районе горы Бога Богдо (Лукьянов, 1963). Трещины этой разновидности обычно сопровождаются многочисленными оперяющими разрывами.

Любопытно отметить, что В. П. Солоненко, А. А. Тресков и Н. А. Флоренсов (1960, с. 24) вскоре после землетрясения на одной из трещин зоны сдвига у северного подножья горы Ноян-Ула наблюдали следующее явление: «4 января в 14 ч 30 мин из северной трещины на меридиане $99^{\circ}40'$ произошел выброс серовато-белой струи на высоту многих десятков метров. После минутного затишья произошел второй выброс, в нескольких сотнях метров восточнее. С такой же периодичностью и последо-

* Возможно скопление нефти также в кристаллических породах северной части этой структуры, например на Журавневской площади, где на двухмиллиметровом штуцере из визейских песчаников получен приток 3 т/сут.

вательным смещением к востоку эти выбросы пыли, пара или газа происходили до тех пор, пока не прекратились на северо-западном склоне горы Ноян-Ула в 15—18 км от места первого замеченного выброса».

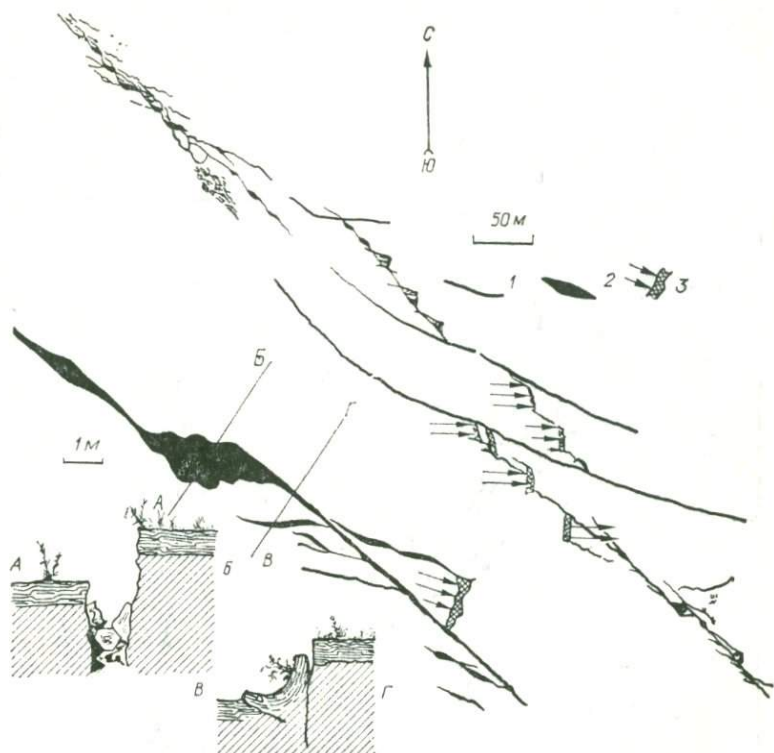


Рис. 10. Строение извилистого взбросо-сдвига на плато Ихэ Богдо (Лукиянов, 1963).

Виды образующиеся при сдвиге «трубки». Слева внизу — схема строения участков северо-западного простирания: 1 — трещины скола; 2 — зияющие трещины растяжения; 3 — трещины сжатия. А — В, В — Г — линии разрезов.

Трещины сдвига часто сопровождаются оперяющими трещинами, которые образуют с плоскостью главного сместителя угол 20—40°. Если сдвиг сопровождается растяжением, то угол увеличивается; сжатие приводит к уменьшению угла.

Известный разлом Сан-Андреас, вдоль которого происходит непрерывное правостороннее смещение береговых хребтов Северной Америки на 480 км со скоростью 0,05—0,5 см/год (Hill, Dibblee, 1953; Illies, 1965), образовался в юре и развивается в настоящее время в результате горизонтальных смещений блоков (глыб) земной коры в молодой тектонически активной области, имеющей на значительной части океаническую кору. Вблизи

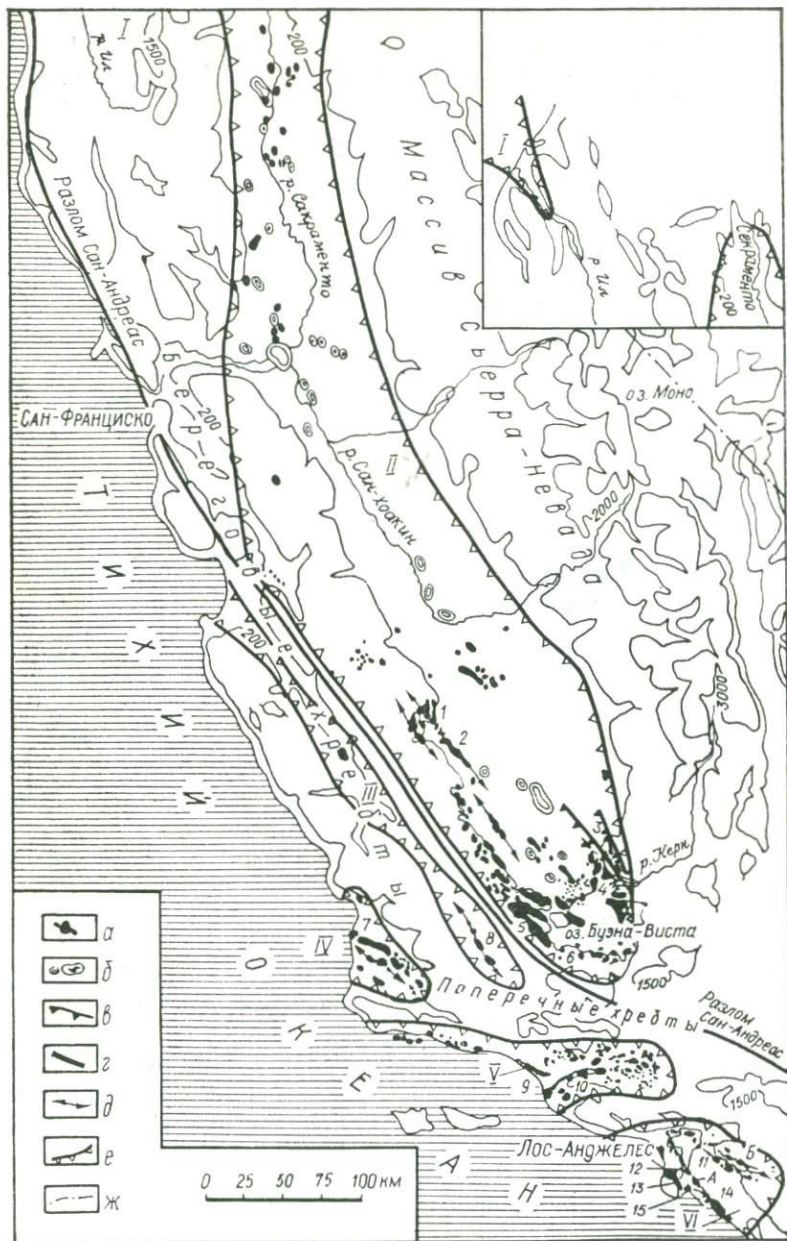


Рис. 11. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений в Калифорнии:

а — нефтяные и нефтегазовые месторождения и площади; б — газовые месторождения и газоносные площади; в — сбросы; г — разломы, с которыми или косвенно связаны зоны нефтегазонакопления; А — Ньюпорт-Ингвуд, Б —

главного сдвига этого разлома нефтяных или газовых месторождений пока не выявлено (рис. 11).

Во время Сан-Францисского землетрясения 18 апреля 1906 г. возобновились горизонтальные смещения вдоль правостороннего Сан-Андреасского сдвига от мыса Арена до г. Сан-Хуана и далее на протяжении 305—430 км. Величина одноактного сдвигового перемещения по трещине, определенного по смещению заборов, туннелей и водопроводов, достигала 6,1 м. Трасса разлома очень редко проявлялась на поверхности в виде единой четкой трещины. Обычно она выражалась нарушенной зоной шириной 1—1,5 м и более. Нередко от основной зоны отходят ответвляющиеся трещины или появляются параллельные и не соединяющиеся с нею трещины в поясе шириной до нескольких сотен метров.

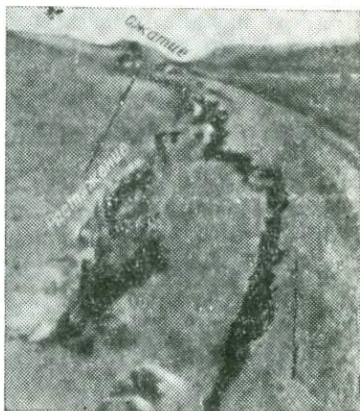


Рис. 12. Чередование трещин растяжения с трещинами сжатия в 1,5 км севернее пос. Олема. Вид на юго-восток (Earthquake Investigation Commission, 1908—1910, т. 1).

Трещины растяжения образуются или в форме кулисообразно расположенной системы зияющих разрывов, или в виде грабенообразных провалов. В «фазе эшелона» (по Джилберту) грунт сколько-нибудь заметно не приподнят и не опущен, но пересечен системой трещин, грубо параллельных друг другу и образующих с общим направлением нарушения угол около 45°. Как видно на рис. 12, отклонение сместителя к востоку порождало трещины растяжения, а к западу — трещины сжатия. Р. Андерсон отмечал, что на отдельных участках сдвига, сопровождающегося сжатием, образовались зияющие трещины шириной до 30—60 см. «Открытые трещины, — писал он, — нигде не были найдены на большом протяжении, но всегда за ними следовали участки, вдоль которых земля была нагромождена в холмики, как будто она была сильно сдавлена» (Earthquake Investigation Commission, 1906—1910, т. I).

В зоне разлома Сан-Андреас формировались крупные молодые депрессии, например долины залива Тихого океана Томалес и Болинос длиной свыше 50 км при ширине 1—2 км. По пред-

Унтатер; *д* — антиклинальные зоны и приуроченные к ним зоны нефтегазоаккумуляции; *е* — границы нефтегазоносных бассейнов; *ж* — граница штата Калифорния. I—VI — нефтегазоносные бассейны: I — бассейн р. Ил; II — Сан-Хоакин; III — Салинас-Кайяма; IV — Санта-Мария; V — Вентура; VI — Лос-Анджелес. 1—15 — месторождения: 1 — Коалинга, 2 — Каттлмен-Хилле, 3 — Раунд-Маунтин, 4 — Вэст-Эдисон, 5 — Мидуэй-Сансет, 6 — Уйлер-Ридж, 7 — Санта-Мария-Валли, 8 — Рассел-Рэнч; 9 — Вентура-Авеню, 10 — Саут-Маунтин, 11 — Санта-фе-Спрингс, 12 — Домингуес, 13 — Лонг-Бич, 14 — Силе-Бич, 15 — Уилмингтон.

ставлениям В. Гамильтона (Hamilton, 1961), горизонтальные движения с косым смещением по Сан-Андреасскому сдвигу были причиной возникновения Калифорнийского залива, глубина которого достигает 3 км. В южной части этого залива развит океанический тип земной коры, а северная часть залива характеризуется аномально тонким слоем континентальных пород. Область залива располагается южнее того участка, где Сан-Андреасский разлом меняет свое простирание на более широтное (с СЗ 320° на СЗ 300°), как бы

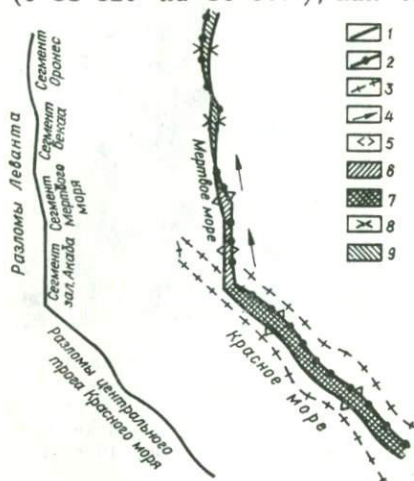


Рис. 13. Гипотетическое расположение разломов Леванта и Красного моря (составил В. К. Гавриш по материалам Р. Фрейнда, А. Л. Яншина и др.):

1 — положение глубинных разломов Леванта и Красного моря до горизонтального сдвига; 2 — предполагаемое положение разломов Леванта и осевого трого Красного моря после горизонтального сдвига на 30–70 км; 3 — краевые разломы рифта Красного моря; 4 — направление горизонтального смещения Аравийского блока, по данным Р. Фрейнда; 5 — участки с «отрицательным» смещением блоков; 6 — площадь зияющей трещины сдвига в зоне левантийских разломов; 7 — площадь зияющей трещины раздвига в зоне осевого трого Красного моря; 8 — участки с «положительным» сдавливанием блоков земной коры; 9 — участки гипотетического смятия пород.

глубинных разломов Леванта и Оуэна произошло левостороннее горизонтальное смещение Аравийской глыбы земной коры, ослабленной близширотно ориентированными разломами Красноморского рифта (рис. 13). Такое движение глыб земной коры приводило к сдвигам в зоне Левантийского разлома, раздвигу и заполнению зияющей трещины (осевого трого Красного моря)

нефтегазовую провинцию на востоке и Салинас-Кайямскую и другие провинции — на западе (см. рис. 3, 11).

С зоной Сан-Андреасского сдвига связано весьма интересное явление — извержение пльвуна и воды в заливе Томалес. Кратеры располагались вдоль трещины в полосе шириной около 20 м. Размеры кратеров были различны, иногда до 2 м в диаметре. Из некоторых кратеров было выброшено большое количество песка и воды. Через день после землетрясения они уже бездействовали и заполнились водой. Дно кратеров не удалось достать рыбачьим шестом. Кратеры образовались в результате выдавливания пльвуна с водой из сжатых участков в растянутые и на поверхность через открытые трещины. Очевидно, таким образом выдавливалась нефть при сдвигах в зоне разломов Сахалина и Венесуэлы.

А. М. Квеннелл (Quennell, 1956, 1958), Р. Фрейнд (1965), А. С. Лаутон (1970) и другие исследователи предполагают, что вдоль близмеридиональных

основными интрузиями (Гавриш, 1974, рис. 11) с плотностью до 3 г/см^3 (Matsurawa, 1966) в зоне красноморских разломов. Аналогичную картину описал Г. Клоос (1926) в Хауценбергском массиве, расположенном южнее Баварского профиля, где силицифицированная милонитовая зона сдвига, вероятно, служившая каналами для магмы еще в позднем палеозое, активизировалась в третичное время. Вмещающими породами являются инъекционные гнейсы, гнейсовые сиениты и парагнейсы, простирающиеся параллельно профилю (Ажгирей, 1956, рис. VIII—48).

Таким образом, многочисленные наблюдения показали, что при формировании глубинных разломов и осложняющих их разрывов сдвигового типа горизонтальные правосторонние смещения вдоль тектонических плоскостей разрывов приоткрывали участки с максимальным азимутом простираения (Невский, 1967). Само собой разумеется, что в зоне красноморских разломов раздвигового типа или мертвоморских разломов сдвигового типа (см. рис. 13) миграция флюидов из верхней мантии и глубоких горизонтов осадочной толщи была свободной и длительной, особенно, если учесть, что краевые разломы Красноморского рифта располагаются в приосевой части Афро-Арабской возвышенности (Гавриш, 1974, рис. 22, б). При этом не требуется доказательств, что разломы будут способствовать миграции флюидов в атмосферу как из глубоких горизонтов земной коры (из глубины 15—30 км), так и из покрывающей Афро-Арабскую возвышенность осадочной толщи.

При сдвигах и раздвигах отдельных блоков и глыб земной коры вдоль разломов в покрывках образуются зияющие трещины, весьма благоприятные для свободной миграции флюидов. В этом случае наблюдения В. П. Гаврилова (1975), произведенные в Среднеобской зоне разломов, и высказывания о том, что для вертикальной миграции газа и даже нефти не обязательно, чтобы амплитуда разрывов превышала мощность покрывки, вполне справедливы. Если зияющая трещина пересекает нефтяное месторождение, то находящаяся под большим давлением нефть изливается на поверхность, образуя нефтяные, точнее асфальтовые, озера в зонах активных разломов (сдвигов) о-вов Сахалин, Тринидад, Венесуэлы и других описанных ранее пунктов, поскольку легкие нефти и особенно газ быстро улетучивались.

Периодические сдвиги вдоль Левантийского разлома, по-видимому, способствовали также выбрасыванию кусков асфальта, иногда всплывающего на поверхность соленой воды Мертвого моря (Реклю, 1911).

Значительно сложнее происходит миграция флюидов в зонах горизонтального сдвливания блоков земной коры по тектоническим сдвигам, надвигам или взбросам. Здесь тектонические брекчии, состоящие из пород разрушающихся блоков, сцементированы тончайшим материалом, превращенным в милонит

или тектонические «глинки» (рис. 14). Циркуляция растворов и отложение новообразованных минералов в зонах таких брекчий являются сравнительно редким исключением (Ажгирей, 1956). Исследованиями Н. Н. Бакуна (1968) установлено, что

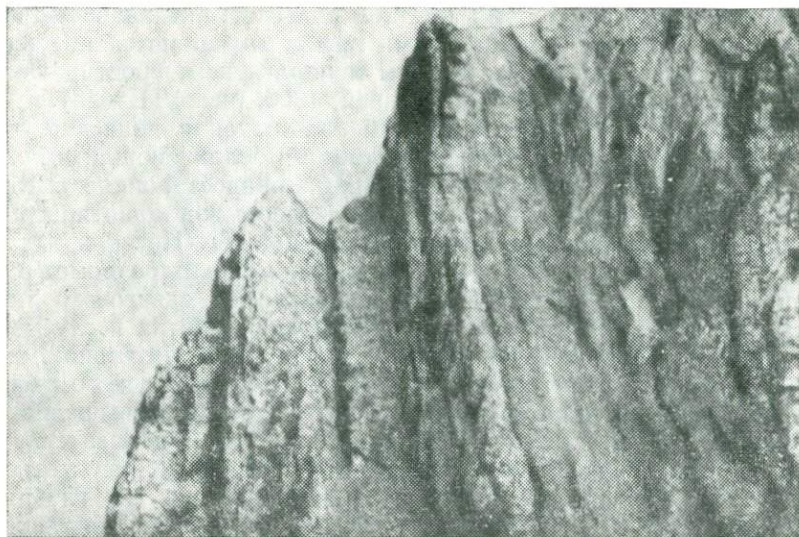


Рис. 14. Обнажение в зоне Туинского глубинного разлома на п-ве Шмидта о-ва Сахалин (фото В. К. Гавриша, 1972 г.). Черные полосы отображают милонитизированные зоны по плоскостям разрывов.

в зоне взброса наблюдается вдавливание зерен и уплотнение песчаников под воздействием сжатия, что сказывается на снижении коллекторских свойств пород.

Совершенно иную роль в миграции флюидов будут играть разрывы и разломы, формирующиеся в крупных сводах (субгеоантиклиналях). Отсутствие гидрохимических аномалий выше нефтегазовых залежей (Швай, 1973) на Качановском солянокупольном поднятии, свод которого осложнен грабеном, образованным при растяжении верхних горизонтов (Гавриш, 1974, рис. 4), и многоцикличность образования нефтяных и газовых залежей (Кривошея и др., 1967) дают основание предполагать, что сводовые разрывы и разломы, развивающиеся сингенетично с ростом поднятий, служили проводниками флюидов во время интенсификации роста, совпадающего с общетектонической активностью региона.

Исключения, по нашему мнению, могут быть обусловлены лишь ультразвукокапиллярным эффектом флюида, который, по-видимому, будет возникать во время землетрясений. Как показали экспериментальные исследования, скорость движения и вы-

сота подъема жидкости в капиллярах при непосредственном воздействии ультразвука и повышении температуры в десятки раз возрастают (Коновалов, 1962). Даже в зоне контакта резца с металлическим изделием, где давление достигает 200 кг/см^2 , нефтяная смазочная жидкость при развитии вибрации малой амплитуды и большой частоты (порядка ультразвуковой), а также повышении температуры в течение 15—30 с легко проникает на значительную высоту. Поскольку в тектонически активных зонах часты землетрясения, возможно, сопровождаемые ультразвуковыми явлениями с привнесом глубинного тепла, капиллярный ультразвуковой эффект, по-видимому, может и здесь происходить. Это должно способствовать миграции флюидов по зоне разлома сбросового типа, дислоцированного многочисленными разрывами во время землетрясений.

Восходящие движения подкорового вещества (Гавриш, 1969, 1974) способствовали воздыманию приосевой части Доно-Днепровского рифта, раскрытию заложённых в рифте продольных и поперечных разломов, излиянию магмы, миграции флюидов по региональным разломам, формированию складок как Донбасса, так и в какой-то мере Днепровско-Донецкой впадины, а также активизации соляной тектоники. Последняя благоприятствовала росту солянокупольных поднятий, раскрытию локальных разрывов и миграции флюидов из глубокозалегающих горизонтов в верхние слои осадочной толщи или атмосферу. Учитывая, что в истории геотектонического развития Доно-Днепровского рифтогена выделяется 18 циклоэпох, в течение которых завершался законченный цикл погружения и поднятия региона (Гавриш, 1970, 1974), то и миграция флюидов была многоциклической, что подтверждается наблюдениями на Качановском и других месторождениях (Кривошея и др., 1967). Поскольку максимальная перестройка структурных планов происходила в конце девонского, раннепермского и мелового времени, можно предполагать, что и флюиды наиболее активно мигрировали в эти моменты (Гавриш, 1965; Доленко и др., 1968).

Во время нисходящих движений подкорового вещества и погружения региона краевые глубинные разломы и локальные разрывы, по всей вероятности, не являлись проводниками флюидов, так как гидростатическое давление опускавшихся по разрывам блоков земной коры превышало пластовое давление флюида. Хотя и в этом случае незначительная миграция углеводородных флюидов даже органического генезиса не исключается, так как увеличение давления и температуры способствует превращению нефти в газ, что приводит к увеличению избыточного давления и проникновению флюидов по нарушенным зонам разрывов в вышележащие горизонты осадочной толщи или атмосферу. Улучшению миграции флюидов нефтяного ряда при воздымании структур даже на 100—200 м будут способствовать физико-химические преобразования углеводородов в том случае, когда давле-

ние насыщения газа становится меньшим гидростатического и газ выделяется в свободную фазу.

Определенную роль в вертикальной миграции флюидов нефтяного ряда может играть морфология сброса. Многочисленные наблюдения над современными сбросами показали, что при вертикальном перемещении по сбросам приоткрытыми остаются участки с крутыми углами падения, а при взбросах — места с пологими углами падения (Невский, 1967). К таким интервалам искривления и приоткрытия крутых трещин очень часто приурочены рудные жилы и рудные столбы. Не исключена возможность, что к такого рода трещинам приурочены асфальтиты жильного типа на Садкинском и Стульском месторождениях в Западно-Украинской нефтегазоносной области и других регионах.

Таким образом, определение генетических закономерностей развития разлома и разрыва, выявление приоткрытых или закрытых участков на пути региональной миграции флюидов — очень важный тектонический критерий поисков нефти и газа, а также других полезных ископаемых.

**РОЛЬ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ В АККУМУЛЯЦИИ
И РАЗМЕЩЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Глубинные разломы способствуют не только миграции флюидов, но и играют существенную роль в аккумуляции и размещении залежей нефти и газа. Большое значение имеют генетические особенности разломов, по-разному влиявшие на формирование тектонических, литологических и других ловушек, благоприятных для аккумуляции нефти и газа. Однако о значимости глубинных разломов и осложняющих их разрывов в аккумуляции нефти и газа нет единого мнения.

**Развитие взглядов о влиянии разломов
на аккумуляцию нефти и газа**

Впервые на приуроченность нефтяных и газовых месторождений к зонам разломов обратили внимание сторонники неорганического происхождения нефти (Г. В. Абих, Н. А. Кудрявцев, В. Б. Порфирьев, Г. Н. Доленко, Э. Б. Чекалюк, И. В. Гринберг, А. В. Пейве и др.), поскольку они считали, что каналами для миграции эндогенной нефти и газа могут быть только разломы, достигающие мантии Земли, где генерируется нефть. Хотя и среди сторонников абиогенного происхождения нефти единства взглядов на проводимость и концентрацию нефти или газа в зонах разломов нет.

Г. Н. Доленко (1964—1975) считает, что там, где глубинные разломы достигали больших глубин, образуются месторождения нефти, поступающей из более глубоких очагов мантии, а на участках развития разломов менее глубокого заложения формируются газовые месторождения в результате поступления углеводородных газов из верхних очагов мантии. Миграция нефти по разломам и аккумуляция ее в коллекторах-ловушках происходила, по мнению Доленко, в постгерцинский, посткиммерийский, постальпийский инверсионные этапы тектонического развития регионов. В отличие от этого исследователя В. Б. Порфирьев (1967—1975) придерживается представлений, что нефтегазовые месторождения формировались только в два этапа: миоцен-четвертичный и протерозойский.

В. М. Завьялов (1967) предполагает, что образование газовых залежей на западных и северных окраинах Донбасса обусловлено омоложением в этой части глубинных разломов.

В. Ф. Никонов (1967) допускает, что при отсутствии нарушений, возникающих в мантии, формируются газовые месторождения, а в зонах глубинных разломов — нефтяные. Л. Н. Розанов (1976) считает, что к наиболее интенсивной новейшей раздробленности приурочены газовые месторождения, а к менее мобильным районам — нефтяные.

В настоящее время появляется все больше сторонников, считающих, что глубинные разломы при определенных условиях играли положительную роль в аккумуляции нефти и газа независимо от генезиса нефти. Н. Ю. Успенская (1965), Ю. А. Судариков (1966), Б. С. Чернобровый (1970) и другие доказывают, что в зонах региональных разрывов Скифской плиты количество нефтяных и газовых месторождений увеличивается. Г. Б. Острый (1965) утверждает, что основные и наиболее крупные месторождения нефти и газа Западно-Сибирской платформы тяготеют к региональным разломам, а мелкие скопления — к ее бортовым частям.

В то же время Н. И. Нестеров (1967) утверждает, что разломы Западной Сибири (см. рис. 43) не контролируют пространственное размещение нефтяных и газовых месторождений, напротив, наличие трещин и разломов лишь снижает перспективы нефтегазоносности. Подсчет скоплений нефти и газа, произведенный В. К. Гавришем (1969, 1974), показал, что к зонам краевых разломов Доно-Днепровского рифта приурочено более 60% выявленных небольших месторождений нефти и газа, однако наиболее крупные, в том числе и гигантские (Шебелинское и Западно-Крестищенское), тяготеют к центральным частям региона, где продольные глубинные разломы выделяются менее четко и, судя по данным сейсморазведки, по-видимому, имеют неглубокое, возможно, внутрикоровое заложение (Гавриш, 1969, рис. 15). Установить ощутимое влияние поперечных глубинных разломов на физико-химический состав углеводородов, о чем указывал В. Ф. Никонов (1967), ему не удалось. В. К. Гавриш доказал, что даже в зонах краевых глубинных разломов, пересекаемых поперечными, в северо-западном от Донбасса направлении в газах постепенно увеличивается количество тяжелых углеводородов до появления в разрезе осадочной толщи чисто нефтяных залежей и совершенного отсутствия газовых — в Припятской нефтегазоносной области.

Н. А. Крылов (1971) считает, что разломы нельзя рассматривать как критерий для положительной оценки перспектив нефтегазоносности, поскольку не со всеми нарушениями связаны скопления нефти и газа, например в Центральноруэстуртской зоне разломов на Туранской плите.

Г. С. Преображенская, Н. Ю. Клычева и др. (1971) определили, что большинство известных нефтяных и газовых месторождений СССР находятся либо непосредственно в зонах нарушений, либо вблизи от них. К аналогичному выводу пришла

и В. А. Кротова (1971). Н. Ю. Успенская доказывает, что основным условием для формирования гигантских месторождений нефти и газа является наличие регионального разлома в фундаменте, создающего в чехле флексурно-разрывную зону. Выделяемые по комплексу геолого-геофизических данных и подтвержденные дешифрированием космических снимков (Скорятин, 1973) разломы на Аравийской плите (см. рис. 36) также контролируют размещение крупных и супергигантских месторождений: Большой Бурган, Сафания-Хафджи, Гхавар, Абкаик и др. Б. С. Чернобров (1970) отметил, что в Предкавказье режим развития разломов имеет решающее значение при формировании залежей нефти и газа: активные разломы (Северо-Маньчжурский и Надзорненский) могут разрушать залежи углеводородов. Р. Н. Валеев (1970) установил, что месторождения нефти и газа Восточно-Европейской платформы тяготеют к разломам, которые активно развивались во второй половине палеозоя, а также в мезозое и кайнозое.

По мнению В. Д. Наливкина и др. («Анализ влияния»..., 1971), влияние разломов на размещение нефтяных и газовых месторождений несомненно. Вместе с тем Н. В. Шаблинская отмечает, что в Среднеобской провинции связи между густотой разломов, количеством месторождений и их запасами не наблюдается. В промежутках между месторождениями или их группами, а также на участках полного отсутствия месторождений сеть разломов имеет такую же густоту, как и в нефтегазоносных районах (см. рис. 43).

В. П. Гаврилов (1975), анализируя распределение промышленных запасов нефти и газа в зонах региональных разломов Туранской плиты, приходит к заключению, что в пределах Жетыбай-Узенского разлома по среднеюрскому комплексу максимальные запасы приходятся на приразломную зону шириной 15—20 км. В зоне Бухарского и других разломов верхнеюрский комплекс содержит промышленные запасы в более широкой полосе — до 30—35 км, хотя максимум также тяготеет к приразломной зоне до 20 км. По нижнемеловому комплексу зона концентрации промышленных скоплений нефти и газа в районе Бухарского разлома растягивается уже до 50—60 км. При этом намечается два максимума — меньший находится в 20 км от приразломной зоны, а больший на расстоянии 30—40 км от разлома. По верхнемеловому и палеогеновому комплексам тенденция смещения запасов в сторону от основного разлома по направлению региональной миграции флюидов проявляется еще заметнее.

Тожественная картина устанавливается для разломов Скифской и Западно-Сибирской эпипалеозойских плит, что позволило В. П. Гаврилову объяснять такую зависимость вертикально-боковой миграцией углеводородов в приразломных зонах. Аналогичная закономерность в распределении залежей нефти и газа

наблюдается также для районов Волго-Уральской провинции. Более 55% месторождений каменноугольных отложений Татарии приурочено к флексурно-разрывным зонам; 25% расположено на расстоянии 2—10 км от флексуры, а 10% — свыше 10 км. Такое размещение месторождений углеводородов в приразломных зонах эпипалеозойских плит СССР В. П. Гаврилов (1975) объясняет следующими причинами: увеличением размеров структур в зоне разлома, улучшением коллекторских свойств горных пород, гидродинамикой пластовых вод, вертикально-боковой миграцией и режимом региональных разломов. Разломы непрерывного развития наиболее активно проявлялись в юрский период и в раннемеловую эпоху. В позднемеловое и палеогеновое время интенсивность их проявления спадает, что, видимо, сказалось на размещении углеводородов.

По представлениям Л. Н. Розанова (1976), на размещение промышленной нефтеносности не оказывают никакого влияния только зоны разломов, не активные в новейший тектонический этап. Неотектонически активные зоны разломов по-разному влияют на размещение нефти и газа и зависят от общего гипсометрического положения платформенных регионов. В погруженных областях с мощным чехлом молодых осадков и герметической крышкой газонакопления приурочены к наиболее интенсивной новейшей раздробленности, а нефтенакпления — к менее мобильным районам. В высокоприподнятых и интенсивно активизированных плитах (Восточно-Сибирской и др.) с нарушенной герметичностью недр газовые месторождения концентрируются в относительно погруженных слабоздробленных зонах, нефтяные залежи занимают промежуточное положение, а в наиболее раздробленных разрывами районах распространены лишь твердые битумы. Механизм такого размещения нефти и газа зависит от физического состояния пород осадочного чехла (хрупкого или пластичного), которое определяется интенсивностью и направленностью новейших тектонических движений по разломам фундамента.

Произведенный Б. М. Валяевым (1976) анализ многочисленных глубинных разломов показал, что промышленные скопления нефти и газа, как правило, приурочиваются не к зоне главного сместителя, прослеживаемого по поверхности фундамента с амплитудой до нескольких тысяч метров, а тяготеют к сопряженным с ним и к оперяющим его разломам более высоких порядков, которые в рельефе фундамента выражены флексурами и малоамплитудными поднятиями. Более благоприятными для нефтегазонакопления являются разломы неглубокого (корового) заложения, чем подкорового, поскольку последние способствуют излиянию магмы. Разломы фундамента с длительным непрерывным развитием и постепенно уменьшающейся вверх по разрезу амплитудой контролируют в осадочном чехле наиболее крупные месторождения нефти и газа.

Таким образом, приведенный выше далеко не полный перечень представлений о роли разломов, в том числе и глубинных, показал противоречивость взглядов. Одни исследователи считают, что чем больше глубина заложения разлома, тем больше нефти он подводит из мантии Земли, а другие (Гавриш, 1970; Валяев, 1976) отрицают их высокие перспективы нефтегазоносности, поскольку глубокозаложенные разломы являются хорошими магмоподводящими каналами; ряд ученых (Успенская, 1966, 1972; Острый, 1965; Чернобров, 1970; Гаврилов, 1975) утверждают, что в зонах разломов сконцентрировано большинство нефтяных и газовых месторождений (в том числе гигантских), а Н. И. Нестеров (1967), Н. А. Крылов (1971) и другие не поддерживают это предположение. В. К. Гавриш (1969, 1974) и Б. М. Валяев (1976), не отрицая положительной роли глубинных разломов в формировании нефтяных и газовых месторождений, считают все же, что и наиболее крупные месторождения приурочены не к плоскостям главных сместителей, а располагаются вдали от них или тяготеют к зонам опережающих разрывов.

Доказывается (Валяев, 1976), что месторождения нефти и газа связаны с разломами, сформировавшимися в палеозое, мезозое, кайнозое и особенно (Розанов, 1976) в новейший этап тектонического развития. Противоречивость взглядов, по-видимому, возникла из-за того, что отдельные исследователи анализировали материал по единичным регионам без учета генетических особенностей разломов. Нами сделана попытка восполнить этот пробел.

Распространение нефтяных и газовых месторождений в зонах глубинных разломов сдвигового типа

Произведенный анализ приуроченности нефтяных и газовых месторождений к зонам многочисленных глубинных разломов различных нефтегазоносных провинций Мира показал, что разломы в зависимости от их генезиса и других особенностей по-разному влияли на аккумуляцию нефти и газа.

Разломы сдвигового типа, характеризующиеся необратимостью движений (Пейве, 1961), могут способствовать аккумуляции флюидов только на участках положительного сдвигания пород, благоприятствующего формированию дислоцированных структурно-тектонических ловушек в зонах разрывов. При этом в зоне главного сдвига скопления нефти и газа или не встречаются, или имеют небольшие размеры, как, например, на месторождении Зохар-Кидод (рис. 15), расположенном в зоне Левантского разлома и имеющего запасы нефти до 1 млн. т. Значительно большие запасы в месторождениях, находящихся вдали от главного сдвига. Так, месторождение Рассел-Рэнч (рис. 16), расположенное в южной части третичной субпровинции Салинас-Кайяма в 15 км от главного сместителя Сан-Андреасского

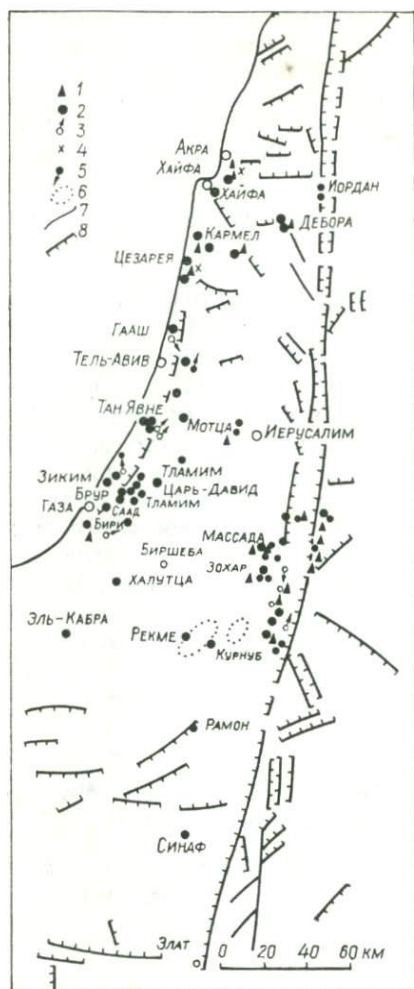


Рис. 15. Схема расположения разломов Леванта (по Л. Пикару (1970) и др. с уточнениями В. К. Гавриша):

1 — асфальт; 2 — нефть; 3 — метановый газ; 4 — породы с запахом нефти; 5 — сероводородный газ; 6 — нефтяное месторождение Хелетц (залежь в песках баррема); 7 — разломы установленные; 8 — разломы предполагаемые.

до голоцена) сдавливанием пород в зоне левобокового отклонения Сан-Андреасского правостороннего сдвига с суммарной амплитудой горизонтального смещения до 500 км (Hill, Dibble, 1953; Гамильтон, Майер, 1970). По данным Т. В. Гайтеса (Haites, 1960), наибольшая установленная глубина гипоцентров земле-

глубинного разлома (см. рис. 11), имеет запасы сравнительно небольшие. На месторождении развиты морские миоценовые кластические отложения. Имеющиеся материалы дают возможность полагать, что залежь в миоценовых образованиях различного фациального облика контактирует по разрывам, возникшим при смещении блоков вдоль Сан-Андреасского сдвига. Главная нефтеносная зона — песчаники Диббли — имеют мощность 137 м. Залежь на северо-востоке подпирается водой, вверх по восстанию слоев она запечатана вследствие смещения по сбросу зоны Рассел и на концах замыкается пологими структурными носами. Пористость песчаников Диббли до 25% и проницаемость до 400 мдарси. Их нефтяная зона достигает 87 м мощности. Плотность приуроченной к ней нефти равна 0,86—0,94 г/см³.

Разлом Сан-Андреас имеет северо-западное простирание (см. рис. 11). От оз. Буэна-Виста до г. Сан-Франциско и севернее ориентировка разлома в общем выдержана под углом 330°. Он рассекает Береговые хребты Калифорнии на две части. Южнее оз. Буэна-Виста простирание разлома меняется на более широтное (300°), совпадая с направлением поперечных хребтов, формирование которых, видимо, связано с длительным (от мела

трясений, связанных с Сан-Андреасским разломом сдвигового типа, составляет 25 км, что свидетельствует, очевидно, о коровом заложении или современном проявлении этого разлома.

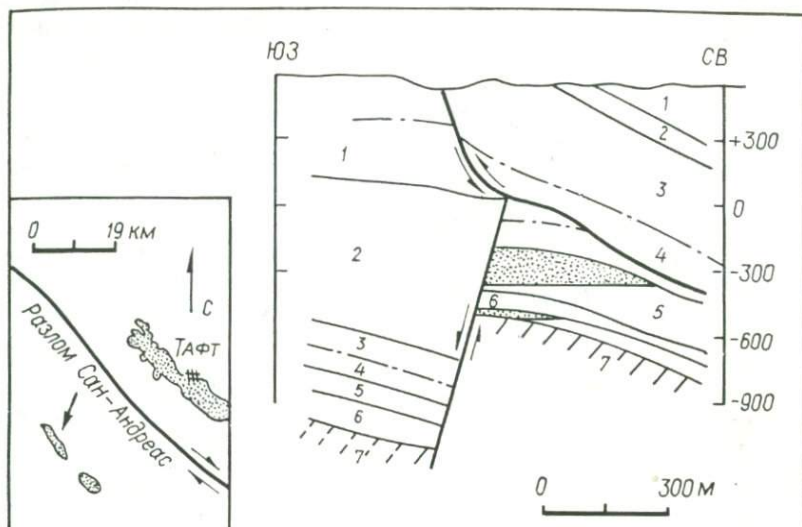


Рис. 16. Месторождение Рассел-Рэнч в разрезе и схема его расположения в плане:

1 — породы плиоцена; 2 — песчаники верхнего миоцена; 3 — средне- и 4 — нижнемиоценовые отложения; 5 — песчаники; 6 — глины; 7 — мел.

К востоку от последнего находятся две нефтегазоносные субпровинции: перспективная провинция р. Ил и крупная промышленная субпровинция Сан-Хоакин, а к западу четыре мелкие: Салинас-Кайяма, Санта-Мария, Вентура, Лос-Анджелес, тяготеющие к широтному левобокковому отклонению плоскости Сан-Андреасского правостороннего сдвига (см. рис. 11).

Фундамент субпровинций или впадин сложен гранитами и метаморфическим комплексом зон мезозойской складчатости Кордильер. Впадины выполнены мощными (от 4,5 до 18 тыс. м) палеоген-неогеновыми отложениями. Во впадине Сан-Хоакин на фундаменте залегают морские верхнемеловые, иногда газосодержащие песчаники, конгломераты и глины мощностью 0—3 км. Основные нефтегазоносные комплексы — миоценовый и плиоценовый. Из неогеновых отложений мощностью до 7 км получено около 95% нефти Калифорнии. Во впадинах Сан-Хоакин, Лос-Анджелес и Санта-Мария промышленная нефтеносность встречена в изверженных и метаморфических выступах фундамента. Нефти Калифорнии имеют различную плотность — от 0,75 до 1,022 г/см³.

Гигантское нефтегазовое месторождение Уилмингтон прослеживается еще далее (в 90 км к югу) от зоны главного сдвига разлома Сан-Андреас (см. рис. 11), чем месторождение Рассел-Рэнч. Оно находится в нефтегазоносном бассейне Лос-Анджелес и приурочено к крупной (17,6×4,8 км) брахиантиклинальной

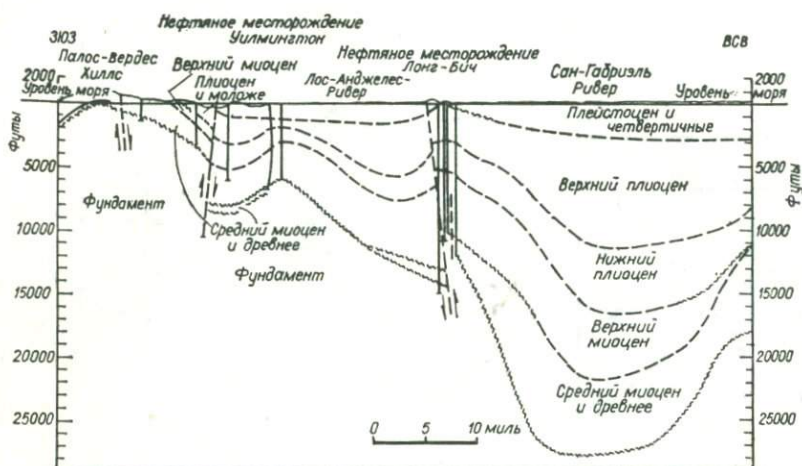


Рис. 17. Сводный геологический разрез бассейна Лос-Анджелес в районе месторождения Уилмингтон.

складке, расположенной между двумя разрывами (рис. 17). К северо-восточному разрыву Инглвуд-Нюпарт приурочено нефтяное месторождение Лонг-Бич. Разрыв Инглвуд-Нюпарт имеет северо-западное простирание. К нему приурочены небольшие месторождения: Шивиат-Хиллс, Хантингтон-Бич, Силе-Бич и др. (см. рис. 11).

Месторождение-гигант Уилмингтон, где с 1963 г. добыто 153 млн. т нефти и 23,5 млрд. м³ газа, находится в межразломной зоне. Оно слабо нарушено. Накопление в его пределах колоссального количества флюидов В. Ф. Барбат (Barbart, 1957) объясняет следующими факторами: обильным накоплением органического вещества; достаточной изоляцией от процессов химического и биологического выветривания; сильным уплотнением переслаивающихся глинистых и песчаных образований, способствовавших вынесению флюидов из тонкозернистых пород плиоцен-миоценового возраста и миграции их к периферическим частям бассейна (см. рис. 17) в зону распространения крупного слабонарушенного сбросо-сдвигами Уилмингтонского поднятия; относительно молодым геологическим возрастом региона; действием одной малоамплитудной орогенической фазы; отсутствием крупноамплитудных воздыманий и проявлением процессов размыва без нарушений пластовых флюидов и давлений.

Близмеридиональная ориентировка сбросо-сдвигов, осложняющих структуру Уилмингтона, почти совпадает с простиранием разлома Сан-Андреас и, возможно, в какой-то мере обусловлена горизонтальным смещением блоков последнего. Нефтеносная субширотная структура Уилмингтон образовалась в среднем миоцене под влиянием сдвливающих сил, действующих с севера и юга вдоль Сан-Андреасского сдвига. Восходящие колебательные движения, приводившие к неоднократному размыву осадков, способствовали изгибу пород, сопровождавшегося движениями по сбросам в своде структуры. Поскольку движения по сбросам были спокойными, они обусловили конденсационное накопление на опущенном крыле пород больших мощностей. Сбросы изолируют распространение нефти. Плотность последней, контуры водоносности и пластовое давление, соотношение объектов нефти и газа в одних и тех же продуктивных зонах меняются от одного блока к другому. Заметно различаются дебиты скважин, расположенные по разные стороны разрывов. Коллекторские свойства пород (опесчанивание) улучшаются в западном направлении, что способствует увеличению этажа нефтеносности почти всей осадочной толщи. Залежи нефти встречены также в породах кристаллического фундамента. Экраном служат глинистые сланцы (по терминологии М. Майюги, 1973) верхней части (около 90 м) толщи Релетто, залегающей несогласно на последней формации Пико, которая сложена серией песчаных и алевролитовых слоев с прослоями аргиллитов и сланцев общей мощностью до 150 м. Большая часть песчаников формации Пико заполнена пресными водами.

Глубинные разломы сдвигового типа, видимо, входящие в зону экваториального сдвига (Краузе, 1970) весьма широко развиты в Венесуэле. За северную границу Маракаибской нефтегазоносной области условно принимается зона широтного разлома Ока (рис. 18), ограничивающего на севере горы Периха. С юго-востока эта область ограничена Андами Мериды (Еременко, 1968), или Андами (Менчер, 1967), в средней части которых находится крупный и крутой разлом Боконо с простираанием СВ 50° . Разлом содержит зону дробления и брекчированных пород, милонитов, поверхностей скольжения и смещения слоев в северных Андах. Он прослежен от г. Боконо до г. Баркисимето на расстоянии свыше 400 км. Большинство геологов считают, что разлом Боконо — это правобоковой сдвиг со смещением на 30—50 км, который образовался в мелу, а развивался в эоцене и развивается в настоящее время (Rog, 1956). Топографически зона разлома выражена трогами, грабенами, озерами и изгибами русел. Е. Менчер (1967, с. 83) предполагает, что... «зона разломов Боконо создалась из серии крупных сбросов или взбросов, образованных позднеэоцено-олигоценовой орогенной. Эти сбросы объединялись в единую зону сдвига в эпоху более поздних тектонических движений».

Разлом Ока имеет широтную ориентировку и, как и разлом Пилар, тесно связан с перемещением вдоль широтных правых-левых сдвигов, входящих в систему трансрегиональных экваториальных сдвигов земной коры (Краузе, 1970). Горизонтальное

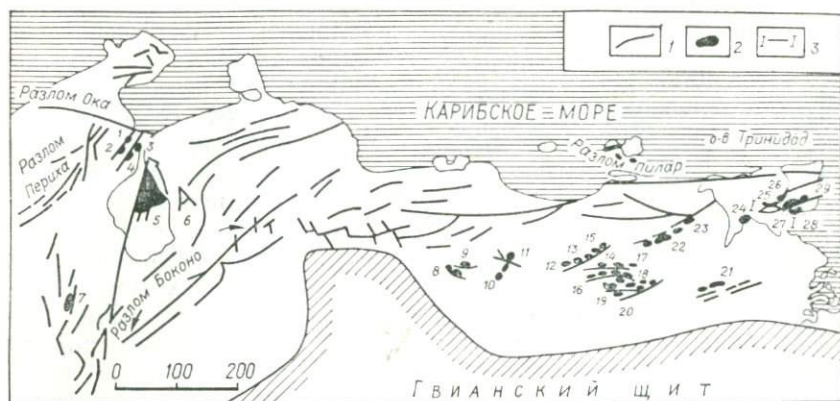


Рис. 18. Схема разломов и месторождений Венесуэлы и о-ва Тринидад (по В. Г. Левинсону, Д. Б. Миллеру и др. с уточнениями В. К. Гавриша):

1 — разломы и разрывы; 2 — нефтяные месторождения; 3 — сброс Лос-Баджос. Нефтяные месторождения (цифры на схеме): 1 — Мара, 2 — Ла-Пас, 3 — Маракайбо, 4 — Концепсион, 5 — Боливар Прибрежный, 6 — Мене-Гранде, 7 — Тарра, 8 — Гуавинита, 9 — Лос-Мерседес, 10 — Руис, 11 — Белья-Виста, 12 — Копоро, 13 — Санта-Ана-Ринкон, 14 — Сан-Хоакин, 15 — Эль-Робле, 16 — Бока, 17 — Мата, 18 — Нипа, 19 — Офисина, 20 — Овеа, 21 — Тембладор, 22 — Хусенин, 23 — Кирикире, 24 — Педерналес, 25 — Поинт-Фортен и Форест Резерв, 26 — Ла-Бреа, 27 — Пало-Секо, 28 — Пенал, 29 — Барракпор.

перемещение по ним достигает десятков километров. Разлом Ока четко прослеживается к западу от оз. Маракайбо.

Разлом Пилар доказывается полевыми исследованиями на расстоянии около 25 км к западу от г. Эль-Пилара. Ориентировочно он трассируется до о-ва Тринидад (см. рис. 18), хотя миоценовые и современные отложения разломом не осложнены. Предполагается, что время заложения широтных разломов Ока и Пилар послемеловое. По мнению Миллера (Miller, 1960), по разлому Ока с олигоцена до настоящего времени вертикальная составляющая сдвига достигает 3 км. Разлом формировался под влиянием правостороннего сдвига (Wilcox et al., 1973, рис. 1; Sales, рис. 9; Moody, 1973, рис. 15). Сопоставление схемы размещения глубинных разломов и нефтегазовых месторождений показывает, что промышленных скоплений нефти и газа в зонах главных сместителей четко выраженных разломов Боконо и Ока не фиксируется. Все нефтяные месторождения приурочены к складкам и выступам фундамента, а также моноклиналиям, осложненным литологическим выклиниванием и стратиграфическим несогласием межразломной зоны. Нефтегазонакопление связано с зонами выклинивания коллекторов и присбросовыми зонами. Нефть содержится во всем разрезе осадочного чехла

и в породах фундамента. В меловых отложениях выявлено две продуктивные толщи; в палеоценовых — две; в эоценовых — 226 и в миоценовых — более 100.

Крупные месторождения нефти (Ла-Пас, Концепсион, Мене-Гранде и др.) приурочиваются к погруженным частям Маракайбо или Западной Венесуэлы (см. рис. 18). Наиболее крупные притоки нефти (до 85 млн. т в год) получены на месторождении Боливар Прибрежный с извлекаемыми запасами 4,3 млрд. т нефти (Успенская и др., 1972). Промышленный приток нефти из меловых отложений получен на оз. Маракайбо с глубины 4400 м, где выходы асфальта в неглубоко залегающих горизонтах разрабатывались давно. Всего в Маракайбском бассейне открыто 25 гигантских месторождений нефти. Месторождение Боливар Прибрежный приурочено к моноклинали, осложненной региональным близмеридиональным разрывом, и простирается широкой (до 80 км) полосой вдоль оз. Маракайбо на расстоянии 85 км. Залежь в разрезе эоцена находится на северо-западном крыле складки и экранирована поверхностью несогласия олигоценового структурного этажа. Миоцено-олигоценовые залежи относятся к литологически выклинивающемуся типу, осложненному сбросами. Они дают 80% всей добычи нефти. Коллекторами служат пески с хорошей (до 25%) пористостью.

Непосредственно к юго-западу от Боливара Прибрежного, вдоль крупного разрыва близмеридиональной ориентировки, в Маракайбском озере, расположены два месторождения-гиганта — Лямар и Ляма с запасами соответственно 180 и 285 млн. т нефти. В них высокодебитные горизонты заключены в отложениях эоцена и известняках мела на глубинах до 4800 м. Сбросы, контролируемые перечисленные выше месторождения, имеют близмеридиональное простирание, ориентируясь относительно разломов Ока и Пилар под углом 80° и являясь своего рода оперяющимися, хотя непосредственно к разлому Ока и не примыкают.

Более четко виден характер оперяющих разрывов, органичивающих месторождение Ла-Пас с запасами 140 млн. т нефти, приуроченное к резко выраженной антиклинальной складке (рис. 19). Последняя располагается параллельно разлому Периха, осложняющему одноименные горные цепи. Основные продуктивные горизонты встречены в трещиноватых известняках верхнего и нижнего мела. Тяжелую нефть (0,88—0,98 г/см³) добывают из песчаников эоцена и палеоцена. Из трещиноватых метаморфических пород фундамента месторождения Ла-Пас и Мара добыча нефти в 1955 г. достигла 10,6 тыс. т/сут.

В Венесуэльско-Тринидадской провинции на расстоянии около 400 км (см. рис. 18) фундамент складчатого сооружения Анд покрывается толщей мела и кайнозой (до 12 км), мощность которых сокращается на северном склоне Гвианского щита до 1—2 км. На геосинклинальный склон передового прогиба (впа-

дины Матурин) и о-ва Тринидад надвинуты складки геоантиклинали Серрания-дель-Интериор. Северный склон впадины Матурин имеет значительный наклон к югу и разбит крутопадающими разрывами, с которыми сочетаются антиклинальные поднятия, часто осложненные разрывами. Некоторые поднятия имеют диапировое строение. Характерно, что месторождения здесь связаны не со складчатостью, а главным образом с зонами литологического выклинивания песчаников миоцена и плиоцена, за-

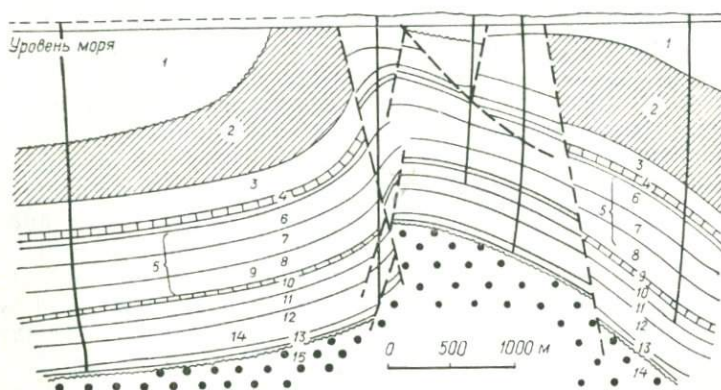


Рис. 19. Разрез месторождения Ла-Пас (по Смигу, 1951):

1 — кайнозойские отложения; 2 — породы эоцена; 3, 6 — отложения гуасаре; 4 — известняк гуасаре; 5 — глины ла-пас; 7 — образования митохуан; 8 — породы колон; 9 — известняк колон; 10 — известняк ла-луна; 11—13 — отложения коголло: 11 — верхний, 12 — средний, 13 — нижний; 14 — базальный песчаник; 15 — породы фундамента.

легающих на глубине 300—1500 м вдоль древней береговой линии к югу от продольных разрывов. Реже скопления нефти связаны с нарушенными антиклиналями, в которых нефтеносные песчаники олигоцена залегают на глубинах до 2,4 км.

Кирикоре — крупнейшее месторождение этой области с запасами 140 млн. т нефти — приурочено к моноклинали, падающей на юго-восток под углом 10° . Продуктивны в основном песчаники и конгломераты мио-плиоцена, несогласно перекрывающие сильно дислоцированную антиклиналь, сложенную олигоцен-миоценовыми породами. В моноκлиально залегающих породах на глубине 370—1450 м выделяется восемь нефтяных пластов общей мощностью около 70 м, характеризующихся единым водо-нефтяным разделом. Нефтенакпление обусловлено изменением пористости коллекторов; залежи также запечатываются асфальтом. Небольшие сводовые залежи есть в олигоценых отложениях.

На о-ве Тринидад нефтяные месторождения выявлены южнее Центрального хребта, расположенного на восточном продолжении геоантиклинали Серрания-дель-Интериор. Они связаны с

брахиантиклиналями местами диапирового строения. Вдоль разрыва Лос-Баджос (см. рис. 18) на его обоих крыльях встречаются месторождения в складках приразломного типа (Пойнт-Фортен, Пало-Секо и др.), в которых нефть считается сингенетичной (Успенская и др., 1972). В крупном месторождении Форест-Резерв зона выклинивания нефтесодержащих песчаников миоцена совпадает с поднятием.

С крупным разломом Пилар нефтегазовые месторождения на о-ве Тринидад не связаны. Этот разлом располагается южнее Северного хребта, а месторождения углеводородов приурочиваются к южной части острова, к синклиналиям Эрин и Сипариа, где находится крупнейшее в мире асфальтовое озеро Ла-Бреа с толщиной асфальта до 50 м и площадью 0,42 км². Предполагается, что существенную роль в формировании тектонически экранированных залежей на месторождении Форест-Резерв и других играл сброс Лос-Баджос. Месторождение Форест-Резерв приурочено к антиклинальной складке, осложненной разрывами. На нем к декабрю 1964 г. добыто 260 млн. т. нефти.

Тектонически экранированные залежи нефти в Восточно-Венесуэльской области широко распространены на северном склоне Гвианского щита (см. рис. 18), который наклонен к северу под углом 2—4°. Экранирующие залежи разрывы размещаются беспорядочно, и уловить какую-либо пространственную закономерность и особенно определить связь разрывов с глубинными разломами невозможно. О происхождении сбросов Восточной Венесуэлы и связи их с зонами глубинных разломов нет единого мнения. Наличие в непосредственной близости от них глубинного разлома Пилар сдвигового типа и диагональная ориентировка сбросов дают основание предполагать, что на образование этих сбросов определенное влияние оказывали близширотные глубинные сдвиги блоков или глыб земной коры.

Среди сбросов или, возможно, сдвиго-сбросов выделяются две системы: крупные продольные, в основном близширотные сбросы, вытянутые вдоль борта и прослеживаемые на расстоянии до 70—100 км и более. Их амплитуды достигают нескольких сотен метров. Плоскости падения разрывов наклонены как в сторону регионального падения пород к северу (согласные сбросы), так и к югу, образуя несогласные сбросы; более мелкие сбросы с поперечной и диагональной к простираннию пород ориентировкой имеют амплитуду до первых десятков метров и незначительную протяженность (до 10—20 км).

Склон Гвианского щита сложен домеловым складчатым фундаментом, представленным изверженными, метаморфическими и осадочными породами докембрийско-триасового возраста, который покрывается меловыми отложениями. Последние внизу состоят из континентальных пестроцветных пород, а выше — мелководно-морских терригенных с прослоями известняков, мощность которых увеличивается к северу до 550—750 м. Залегаю-

щие на них кайнозойские отложения представлены песчано-алевролитоглинистыми породами с подчиненными прослоями известняков и лигнитов. Мощность олигоценовых отложений, залегающих на размытых горизонтах мела и докембрия, увеличивается от 450 до 3000 м. Лежащие выше миоценовые глины имеют мощность до 300—800 м.

Региональная нефтегазоносность Восточно-Венесуэльской области связана с песчаниками олигоцена (в основном, свита Офисина), где нефть считается сингенетичной. Меньшее значение имеют песчаники и известняки мела. Свойства нефтей значительно изменяются: плотность — от 0,72 до 1,05 г/см³, содержание серы — от нуля до 2,5%.

Залежи экранируются как согласными, так и несогласными сбросами. Согласные сбросы экранируют нефть и газ на месторождениях Восточная Гуара, Леона, Бока и др. (см. рис. 18). Несогласные — ограничивают залежи на месторождениях Офисина, Западная Гуара, Леона, Чимире, Тембладор, Мерседес, Гуавинита и др. Все залежи, как правило, приурочены к крыльям, обращенным к центральной части бассейна — к опущенным крыльям у согласных сбросов и к приподнятым — у несогласных.

По представлениям Г. Г. Ренезы и др. (1961), все сбросы, контролирующие скопления нефти и газа, сформировались в основном лишь после начала отложений свиты Пьедрас, т. е. постседиментационно в плиоцене. В. А. Витенко и Б. П. Кабышев (1971) считают, что многие сбросы, осложняющие южный склон Восточно-Венесуэльского прогиба, развивались в олигоцене конседиментационно с осадконакоплением продуктивных толщ. В последующее время они претерпели незначительное изменение.

Наиболее крупные первоначальные запасы (114 млн. т) нефти содержит гигантское месторождение Офисина, экранированное согласными сбросами Карис, Офисина, Мерседес и Тигре (рис. 20). Сброс Карис, прослеженный на моноклиномальном склоне на расстоянии более 12 км, падает в северном направлении, имея дугообразную форму и амплитуду в свите Офисина до 120 м. Сбросы Офисина и Мерседес фиксируются на расстоянии 7 км, характеризуясь углообразной формой — южным падением сбрасывателей под углом 40—55° и амплитудой 65 м. Сброс Тигре имеет небольшую протяженность (4 км), амплитуду в свите Офисина до 65 м и северное падение плоскости сбрасывателя под углом 40—45°. К нему примыкает сброс северо-восточной ориентировки, который располагается кулисообразно к сбросу северо-западного простираения. Нефтяные залежи приурочены к свите Офисина (олигоцен), содержащей до 37 горизонтов нефти с газовыми шапками. Выделяется около 23 продуктивных горизонтов, заключающих до 160 тектонически экранированных залежей (Витенко и др., 1971).

К месторождениям-гигантам относятся также тектонически экранированные залежи на площадях Западной и Восточной Гуары, начальные запасы которых составили 81,1 млн. т (Витенко и др., 1971). Месторождение Западная Гуара экранировано одноименным несогласным сбросом близширотного прости-

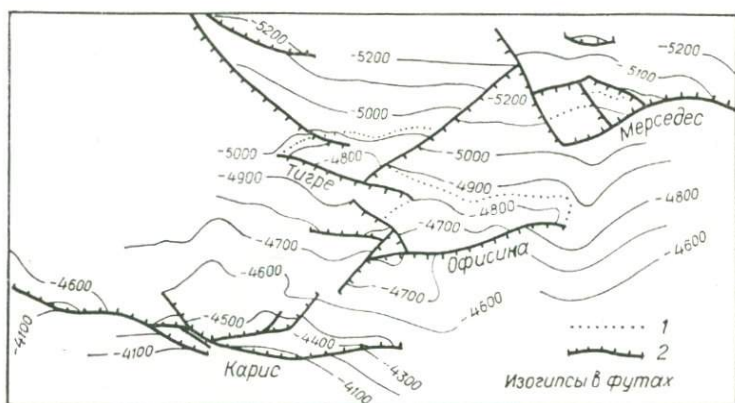


Рис. 20. Месторождение Офисина. Структурная карта по горизонту Р в свите Офисина (по Г. Д. Гедбергу и др., 1947):

1 — контур продуктивности; 2 — сбросы.

рания, выпуклость которого обращена к югу. Залежи находятся на приподнятом крыле моноклиального склона, осложненного структурным носом. Сброс длиной до 14 км и амплитудой свыше 160 м падает под углом 45° . Он имеет близширотное простирание, выпуклость которого обращена к северу от оси прогиба. Размеры месторождения $8 \times 1,5$ км. В нем выявлено до 47 продуктивных горизонтов, приуроченных к песчаникам свиты Офисина, составляя в ее разрезе 30—40%. Песчаники общей мощностью до 100 м распространены по всей свите. Они имеют пористость до 17—30%, а проницаемость 15—1000 мдарси. Этаж нефтеносности в центральной части месторождения достигает 850 м. С глубиной плотность нефти увеличивается и нефть становится густой асфальтоидной.

Экранирующая роль восточно-венесуэльских разрывов объясняется (Хадберг и др., 1947) следующим: отсутствием поверхностных нефтепроявлений, хотя в районе месторождения Мерседес экранирующие залежь разрывы и выходят на дневную поверхность; полным исчезновением нефтяных залежей в хорошо проницаемых песчаниках свиты Фрейтис, залегающих непосредственно на нефтесодержащих породах свиты Офисина; наличием на месторождении Офисина сильно парафинистой нефти в песчаниках горизонтов Д и Е, которые перекрываются и подстилаются нефтеносными горизонтами, лишенными парафинистой нефти.

В газоносном районе грабена Мертвого моря, приуроченном к сдвиговой зоне Левантийского разлома, известны два месторождения газа, заключенного в известняках верхней юры на глубине 1100—1260 м (см. рис. 15). Наиболее крупное из них — Зохар-Кидоде — имеет запасы около 1 млрд. м³. Здесь



Рис. 21. Сдвиговая тектоника и нефтяные провинции Гвинейского залива (по Дж. Муди, 1973):

1 — нефтяные провинции; 2 — направление сдвигов.

известны также обильные нефтепроявления и многочисленные прожилки асфальта или вязких смолистых битумов в юрских и меловых породах. Последние дислоцированы вулканическими образованиями. Вулканические процессы совпадали с воздыманиями земной коры в конце юры. В северной части Левантийской области на территории Ливана (см. рис. 15) вскрыты небольшие притоки газа из плиоценовых и сенонских отложений, а на Сирийском побережье обнаружены многочисленные нефтепроявления и месторождения асфальта (Латакия).

Сбросо-сдвиги, по-видимому, играли существенную роль в аккумуляции нефти в Нигерской впадине (Moody, 1973), где мощность осадочного чехла составляет 6—8 тыс. м. Третичная моноклинал здесь дислоцирована многочисленными сбросами, часто параллельными древним береговым линиям. Предполагается, что сбросы образовались в результате гравитационного сползания мощных осадочных толщ в сторону океана по глинам кампанского яруса. Плоскости сбрасывателей разрывов наклонены в сторону океана. Опущенные блоки часто слегка изогнуты, вследствие чего вдоль сбросов возникли замкнутые и полузамкнутые брахиантиклинали, нередко осложненные соляными массивами. К ним приурочено свыше 30 нефтяных место-

рождений. Крупнейшими из них на суше являются Бому, Джонс-Крик, Илю-Ривер и другие, каждое до 70—80 млн. т. Местоорождение Бому (Успенская и др., 1972, рис. 53) содержит крупные скопления нефти в неогеновых (плейстоценовых) песках. Положение нефтяной залежи контролируется сводовым изгибом пласта, ограниченного близширотными сбросами. Высокие коллекторские свойства песчаников обеспечивают значительные дебиты нефти — 200—300 т/сут.

Дж. Д. Мууди (Moody, 1973) предполагает, что в образовании Нигерской впадины Гвинейского залива определенную роль играла сдвиговая тектоника (рис. 21). Судя по расположению разломов, простирающихся от впадины Нигер, через Чад и Теббу на впадину Сырта (Успенская и др., 1972, рис. 26), где увеличивается расстояние между разломами в прибрежных частях впадины Сырта и Нигер, можно предполагать, что в формировании последних и сбросов во впадине Нигер участвовали не только сдвиги земной коры, но и восходящие движения подкорового вещества.

Влияние сбросо-сдвигов и надвигов на концентрацию залежей нефти и газа

Глубинные разломы с наклонной плоскостью смещения часто благоприятствуют формированию надвигов в слоях осадочной толщи. Есть убедительные материалы, показывающие, что надвиги в осадочной толще возникают в зонах глубинных сбросов, например при инверсии геотектонического режима геосинклинальных или миогеосинклинальных (Гавриш, 1969) областей. Надвиги, точнее сдвиго-надвиги, образуются также в зонах глубинных сдвигов как раннего (см. рис. 11, 16), так и позднего (см. рис. 3, 10, 12) заложения.

Большинство исследователей считают, что в создании надвигов, сложнопостроенных складок («скиб») и приуроченных к ним сводовых или тектонически экранированных залежей нефти и газа Предкарпатского прогиба основную роль играли региональные разломы или разрывы надвигового типа (рис. 22). Многократные подвижки блоков, возможно, обусловленные плитовой тектоникой, способствовали образованию весьма сложнопостроенных (до трехэтажных) складок, в каждой из которых возникали самостоятельные этажи нефтегазоносности (рис. 23).

Тектоническая активность глубинных разломов Предкарпатского прогиба проявлялась по-разному. По представлениям О. С. Вялова (1965), глубинный разлом, отделяющий Предкарпатский прогиб от Восточно-Европейской платформы, наиболее активным был в тортон-сармате, а северо-западный Предкарпатский разлом, разделяющий Внешнюю и Внутреннюю зоны, наиболее интенсивно развивался в мелу — раннем миоцене.

В Предкарпатском прогибе широко развиты второстепенные продольные и поперечные разломы и разрывы, связанные в какой-то мере с главными субвертикальными или субгоризонтальными разломами. Они представлены преимуще-

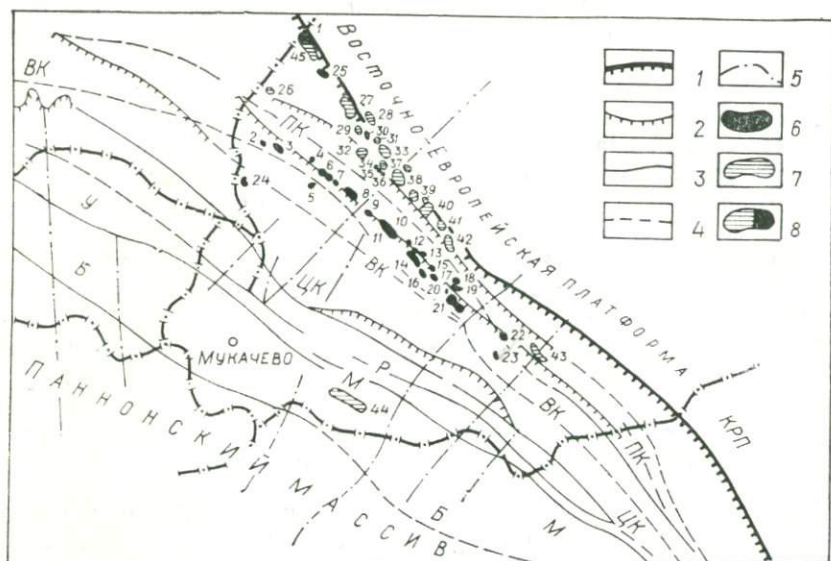


Рис. 22. Схема размещения основных разломов, а также нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья (по В. И. Славину, В. Е. Ханну, В. В. Глушко и Р. М. Новосилецкому, 1965):

1 — краевой разлом Восточно-Европейской платформы (КРП); 2 — региональные надвиги и шарьяжи; 3 — субвертикальные разломы; 4 — субвертикальные разломы в фундаменте; 5 — поперечные разломы; Месторождения: 6 — нефтяные, 7 — газовые, 8 — нефтегазовые. Разломы: ПК — Предкарпатский; ВК — Внешнекарпатский; ЦК — Центральнокарпатский; Р — Раховский; М — Мармарошский; Б — Береговой; У — Утесовый. Нефтяные месторождения (цифры на схеме): 1 — Кохановское, 2 — Стрельбичское, 3 — Воля-Блажевское, 4 — Нагуевичское, 5 — Сходницкое, 6 — Бориславское, 7 — Иваниковское, 8 — Оров-Уличьянское, 9 — Таянское, 10 — Северо-Долнинское, 11 — Долнинское, 12 — Струтынское, 13 — Ольховское, 14 — Спасское, 15 — Небыловское, 16 — Рыпненское, 17 — Майданское, 18 — Гвиздецкое, 19 — Старуинское, 20 — Молодковское, 21 — Битковское, 22 — Слободо-Рунгурское, 23 — Майданское, 24 — Лопушанское, 25 — Судовошиянское. Газовые месторождения: 26 — Ходновичское, 27 — Рудковское, 28 — Малогорожанское, 29 — Медыничское, 30 — Гирское, 31 — Северобильче-Волицкое, 32 — Опарское, 33 — Бильче-Волицкое, 34 — Кавское, 35 — Дабривляньское, 36 — Южно-Угерское, 37 — Угерское, 38 — Дашавское, 39 — Болоховское, 40 — Кадобнянское, 41 — Калужское, 42 — Грыновское, 43 — Косовское, 44 — Тербянское, 45 — Свидницкое.

ственно региональными надвигами и шарьяжами, ограничивающими синклинали и антиклинальные складки и игравшими существенную роль в фаціальном изменении пород: формировании флиша и офиолитов мел-палеогенового возраста, а также неогеновых моласс и среднекислых вулканитов. Вблизи разломов возникали рифовые образования, кордильеры, оползни и пр. Краевые и крупные внутренние разломы влияли на образование и развитие флишевой геосинклинали и последующих воздыманий Восточно-Карпатского мегантиклинория (складча-

тых Карпат). Поднятие последнего происходило по зоне Внешнего разлома в миоцене.

Внутренняя зона Предкарпатского прогиба надвинута на Внешнюю. Амплитуда ее надвигов в Стрыйском и Надворнян-

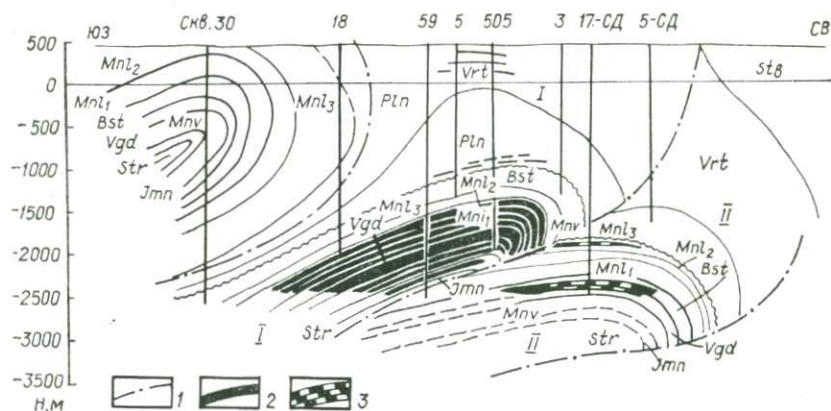


Рис. 23. Поперечный геологический разрез Долинского и Северо-Долинского месторождений (по Р. М. Новосилецкому, 1965):

1 — надвиги; 2 — нефть; 3 — газ; складки: I — Долинская, II — Северо-Долинская.

ском районах превышает 10—15 км и более. Во Внутренней зоне выделяются Покутско-Бориславская и Самборская подзоны. Покутско-Бориславская подзона представляет собой сложнопостроенный, разбитый на блоки антиклинорий, состоящий из палеогеновых, нижнемиоценовых отложений, собранных в линейно вытянутые складки, опрокинутые и надвинутые на Самборскую подзону. Последняя представляет собой синклинорий, сложенный в основном пестроцветными породами гельвета.

Внешняя зона Предкарпатского прогиба выполнена тортонскими и нижнесарматскими отложениями, несогласно залегающими на размытой поверхности верхнемеловых и юрских отложений. В ней выделяются Косовская и Угерско-Крукеничская впадины, разделенные Ивано-Франковским поперечным поднятием. Угерско-Крукеничская впадина, по данным В. В. Глушко и др. (1968), разбита кулисообразно расположенными разрывами в отложениях мезозоя на несколько опущенных и приподнятых блоков, из которых наиболее крупными являются Судововишмянский, Крукеничский и Яворский. Нефтяные месторождения приурочены главным образом к надвигам Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Во Внешней зоне находится только одно — Судововишмянское месторождение и три нефтяных месторождения — в Скибовой зоне Карпат.

Складки Внутренней и особенно Скибовой зоны Карпат имеют очень сложное строение. Например, крупнейшее на

Украине Долинское нефтяное месторождение, тяготеющее к Предкарпатскому разлому (см. рис. 22), приурочено к двум складкам: Северо-Долинской и Долинской (см. рис. 23). К юго-западу от последней под покровом Скибовой зоны Карпат выделяется еще одна глубинная складка третьего этажа.

Долинская антиклиналь надвинута на Северо-Долинскую и опрокинута к северо-востоку. Ее южное крыло пологое ($15-25^\circ$), а северное — крутое и срезано надвигами. Промышленные скопления нефти приурочены к менилитовой свите олигоцена, манявской, выгодской и быстрицкой свитам эоцена и пестроцветным породам ямненской свиты палеоцена. Эффективная мощность менилитовых песчаников около 95 м, а средняя их пористость 8,5%. Начальные пластовые давления изменялись от 245 до 350 кг/см². Залежи подпираются пластовыми контурными водами. Контакт нефть — вода находится на отметке — 2550 м. Он наклонен и несколько приподнят в юго-восточной части месторождения (2435 м в скв. 319). Северо-Долинская складка, сложенная породами верхнего мела, палеогена и нижнего миоцена, отделяется от Долинской пологим надвигом. Залежи нефти в ней вскрыты в песчаниках менилитовой свиты (олигоцен), а также быстрицкой и выгодской свит (эоцен). Нефтяная залежь двух последних свит имеет газовую шапку и является единственной залежью такого типа во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба. Контакт газ — нефть установлен на горизонтальной отметке — 2400 м, а контакт нефть — вода наклонен и приподнят в юго-восточном направлении от —2401 до —2558 м. Этаж газоносности 40, а нефтеносности — 738 м. Пластовое давление 303—368 кг/см². В газе количество конденсата достигает 290—354 см³ на 1 м³ газа.

Нефтяные (Судововишнянское), нефтегазовые (Кохановское и Свиднянское), а также многочисленные газовые месторождения Внешней зоны Предкарпатского прогиба имеют более простое строение, чем описанные выше месторождения Внутренней зоны. Они тяготеют к глубинному краевому разлому Восточно-Европейской платформы (см. рис. 22). Кохановское месторождение, например, приурочено к ненарушенной разрывами антиклинальной складке. В его строении принимают участие отложения палеозоя, юры, триаса и нижнего сармата. Свод по нижнесарматским горизонтам смещен по отношению к структурному плану по тортонским отложениям на 2,5—3 км. В сарматской толще выделяется несколько газовых горизонтов на Свиднецком месторождении («Геология нефти. Справочник», 1968, рис. 141). По тортонским гипсоангидритовым породам, которые в некоторой степени наследуют юрский план, Кохановская брахиантиклиналь имеет северо-западное простираение и уходит на территорию Польши. Нефтяная залежь массивного типа приурочена к эрозионному выступу трещиновато-пористых известняков верхней юры.

В Рарбской впадине, заложенной на палеозойском складчатом фундаменте территории Марокко, который разбит на блоки, выделяются эрозивно-тектонические выступы под чехлом осадков от соленосного триаса до плиоцена. На южном склоне осадки залегают спокойно, а на севере — смяты в складки, осложненные покровами. Нефтегазоносны здесь трещиноватые метаморфические сланцы палеозойского фундамента и кора выветривания гранитов, где заключено до 40% запасов нефти, а также известняки и песчаники юры и реже песчаники миоцена. По мнению Н. А. Кудрявцева (1959), залежи в породах фундамента и осадочной толщи Марокко связаны с разломами. Они фиксируются по обе стороны надвига (рис. 24) не только в надвинутом крыле, обращенном в сторону мезозойского седиментационного бассейна Рарб и содержащем нефть по трещинам в низах осадочной толщи юры и триаса, но и в поднадвиговом крыле, где мезозойских образований нет и нефть заключена в трещиноватых сланцах и гранитах фундамента, покрытых миоценовыми мергелями. Другими исследователями предполагается, что нефтепроизводящие породы развиты в бассейне Рарб, на краю которого находится нефтегазоносный район Уэд-Бэт. Н. А. Кудрявцев (1959) считает, что объяснить миграцию флюидов из нефтепроизводящих толщ бассейна Рарб в трещиноватые зоны поднадвигового крыла невозможно. Вместе с тем, если учесть, что, кроме продольных надвигов и сбросов, в исследуемом регионе существуют и поперечные разрывы (рис. 24), то такая миграция, по-видимому, допустима; флюиды также могли выдавливаться из нефтесодержащих толщ по разрывам в трещиноватые породы фундамента.

На многочисленных примерах доказано, что сдвиго-надвиги образуются чаще всего при изменении простирания плоскости сместителя главного и сопутствующих разрывов в противоположную сторону от горизонтального движения плит или блоков земной коры. Так, разломы Восточного Сахалина, имеющие характер правосторонних сдвигов, при отклонении сместителя к западу образуют впадины или грабены проседания, а при отклонении к востоку — сдвиго-надвиговые поднятия. Величина сдвига, например, вдоль Центрального разлома достигает 25 км (Рождественский, 1969). Допускается, что Центральный разлом трассируется от оз. Невского до Набильского залива и далее к северу до г. Охи, контролируя распространение нефтяных и газовых месторождений. Из них наиболее крупное Восточно-Эхабинское нефтяное месторождение, приуроченное к асимметричной антиклинали, вдоль восточного крыла которой выявлено крупное разрывное нарушение взбросо-надвигового типа, с амплитудой до 1500 м. По этому разрыву складка надвинута на восточное крыло. Максимальный приток нефти (до 100 т/сут) получен из поднадвиговой части. Регионально нефтегазоносными являются песчано-алевролитовые

отложения плиоцена (нутовская свита) и миоцена (окобыкайская и дагинская свиты).

По данным С. М. Сапрыгина (1975), в формировании нефтяных месторождений Сахалина преобладала вертикальная миграция нефти по близмеридиональным Охинскому, Горомай-Эха-

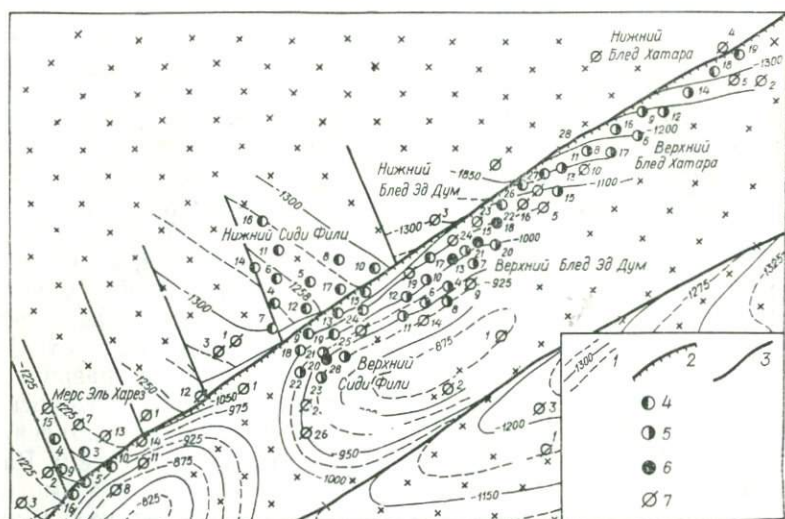


Рис. 24. Структурная карта части нефтеносного района Уэд-Бат в Марокко (по Левни, 1955):

1 — стратиграфическая подошва миоцена через 25 м; 2 — надвиг; 3 — сброс; 4 — скважины, добывающие нефть из палеозойского фундамента; 5 — скважины, дающие нефть из мезозойских отложений; 6 — скважины, эксплуатирующие нефть из мезозойских и палеозойских коллекторов; 7 — сухие скважины.

бинскому и Катаглинскому разломам и разрывам или тектоническим трещинам, а послонное перераспределение нефти происходило лишь в пределах современного контура нефтеносности. Он считает, что на месторождениях существуют закрытые системы, функционирующие вокруг плоскостей надвигов, и открытые, связанные с более поздними разрывами на антиклинальной складке, которые, по-нашему мнению, могут классифицироваться как сбросы рифтового типа. На месторождениях, в недрах которых действует закрытая система, происходит деметанизация нефти с глубиной (Добрянский, 1948), а в открытых системах этот процесс развивается к поверхности.

К сдвиго-надвиговому типу, по-видимому, следует отнести также складку Рассел-Рэнч (см. рис. 11), образованную в результате правостороннего сдвига Сан-Андреасского разлома в Калифорнии. Складка имеет весьма сложное строение. Она дислоцирована сбросами и надвигами (см. рис. 16), что, видимо, зависело от характера развития разрывов или разломов,

оперяющих Сан-Андреасский глубинный разлом. Залежи нефти на месторождении Рассел-Рэнч тектонически экранированы сбросом. В их экранировании принимал участие надвиг Уэйтрок, падающий в северо-восточном направлении. По сравнению со сбросом Рассел он имеет более молодой возраст.

Внутренняя впадина Титикака — Альтипано, заключенная между Западными и Восточными Кордильерами, в юго-восточном Перу и Западной Боливии сложена метаморфическими породами палеозоя, перекрытыми мощным (до 12 км) комплексом в основном континентальных мезозойских и кайнозойских образований. Впадина представляет собой грабен, ограниченный с обеих сторон разломами, осложненными взбросо-надвигами, направленными к ее оси. В краевых частях впадины известны нефтепроявления в девонских и кайнозойских отложениях. Единственное нефтяное месторождение Пирин с запасами 40 тыс. т. нефти, расположенное в зоне краевого разлома, было выработано еще в 1961 г. Отсутствие нефтегазовых месторождений в зонах краевых разломов грабена, видимо, надвигового типа свидетельствует о том, что наличие разлома не является главным для накопления промышленных залежей нефти и газа.

Надвиги и осложненные ими складки образуются также в зонах разломов сбросового типа, фиксируемого по поверхности фундамента благодаря реверсивным подвижкам блоков и гравитационному сползанию пород, очевидно, при инверсии геотектонического режима. Наличие надвигов в зоне южного (Припятско-Маньчского) и северного (Барановичско-Астраханского) глубинных разломов в Донецкой миогеосинклинальной области свидетельствует о том, что Северо-Донецкий и другие надвиги и приуроченная к ним зона мелкой складчатости Донбасса, очевидно, формировались при инверсии геотектонического режима Донецкого суборогена, хотя незначительные горизонтальные сдвиги осадочной толщи здесь допустимы. Залежей нефти или газа в этих складках пока не обнаружено. Однако произведенный К. И. Багринцевой и др. (1963) анализ показал, что вблизи Итальянского, Таловского, Северо-Донецкого, Французского, Центрального и Алмазного надвигов Донбасса, тяготеющих к зоне Барановичско-Астраханского разлома, формировавшихся главным образом при инверсии геотектонического режима, обусловленного восходящими движениями подкорового вещества (Гавриш, 1969, 1974), газоносность каменноугольных отложений резко возрастает, а вблизи Войковского, Главного и других поперечных сбросов — уменьшается. Это дает основание предполагать, что надвиги и взбросы, образованные как сдвиговыми, так и взбросовыми подвижками блоков земной коры, при прочих равных условиях играли положительную роль в аккумуляции флюидов нефтяного ряда и в Днепровско-Донецкой, а также других нефтегазоносных областях.

Размещение нефтяных и газовых месторождений в зонах глубинных сбросов

Глубинные разломы сбросового типа имеют сложное геологическое строение и историю геотектонического развития, что существенным образом сказалось на размещении нефтяных и газовых месторождений в их пределах, а также на форме и размерах залежей. Эти разломы бывают одиночными и парными. Осложняющие их разломы и разрывы, игравшие главную

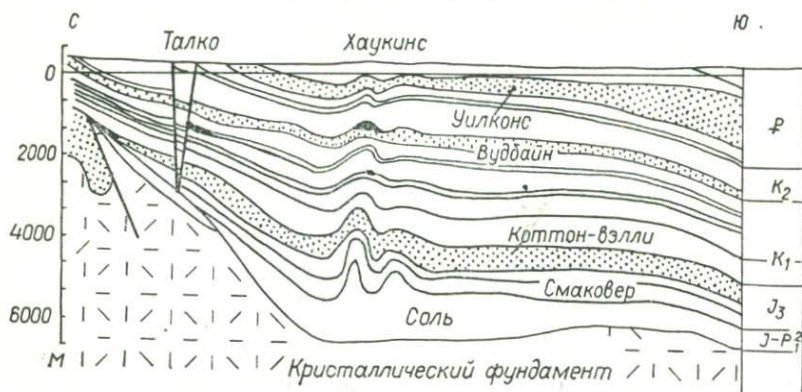


Рис. 25. Меридиональный разрез через впадину Северо-Восточного Техаса (по Беллу и Шеферду, 1950).

роль в формировании структурных и других ловушек для аккумуляции нефти и газа, связаны с вертикальными подвижками блоков и глыб фундамента. Они сопровождаются в основном трещинами растяжения и возникают как в сводах локальных и региональных поднятий (Гавриш, 1974, рис. 4) под влиянием горизонтального растяжения верхних горизонтов по гипотезе рифта, так и регионального сбросового смещения отдельных блоков (см. рис. 4) или глыб земной коры.

Наблюдения показали, что на востоке Калифорнии и в Неваде, в провинции Бассейнов и Хребтов при современных катастрофических землетрясениях сбросы, заложенные в кайнозой, часто оживали. Наиболее крупными, при которых подвижки по разломам достигали поверхности, в этом районе являются землетрясения в долинах Оуэнс (1872 г.), Плезит (1915 г.), в районе гор Сидар (1932 г.), в долине Дикси (1954 г.) и др. (Лукьянов, 1963). Во время землетрясения 26 марта 1872 г. в долине Оуэнс близмеридиональная трещина открылась на протяжении 110 км от г. Хэйви до г. Бишопа вдоль горы Сьерра-Невада (см. рис. 3). Главные трещины прошли по разрывам, которые в четвертичное время неоднократно обновлялись. Кроме того, в долине возникло много поверхностных трещин (Whitney, 1872).

Трещина почти на всем протяжении характеризуется вертикальным уступом, высота которого достигает 3—7 м, причем поднято западное крыло, а опущено — восточное. В опущенном крыле нередко образуются трещины, простирающиеся параллельно главному разрыву, но имеющие уступ высотой около

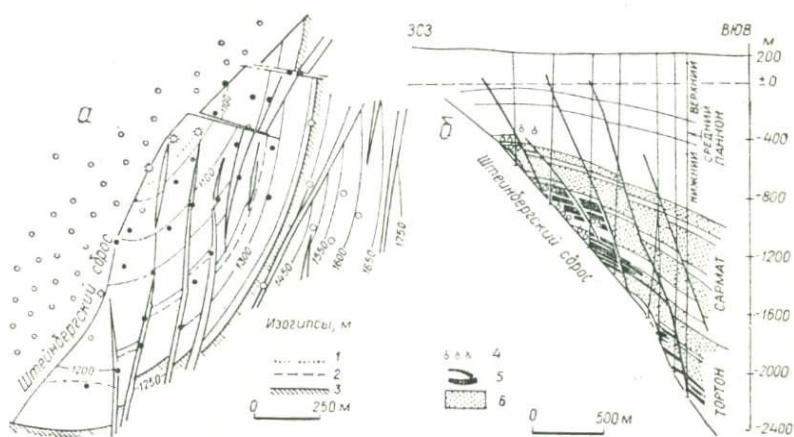


Рис. 26. Месторождение Гайзельберг (по Р. Яношеку, 1958):

a — структурная карта по 18-му горизонту сармата; *b* — геологический профиль; 1 — контур газ—нефть; 2 — современный контур нефть—вода; 3 — начальный контур нефть—вода; 4 — газ; 5 — нефть; 6 — водонасыщенные песчаники.

3 м, обращенный в противоположную сторону. Заключенный между трещинами узкий блок опустился, образовав небольшой грабен. Аналогичным образом, видимо, формировался грабен Талко (рис. 25).

Нередко трещины, ограничивающие грабены с востока, меняют по простирацию знак перемещения, и на месте грабена образуется система ступенчатых сбросов. Разрывы имеют сложное строение. Иногда они состоят из большого количества мелких трещин, по-разному сочетающихся друг с другом. Некоторые разрывные нарушения быстро затухают, но рядом с ними возникают новые кулисообразно расположенные трещины (см. рис. 4). Аналогичное расположение, по-видимому, имеют основные разрывы Барановичско-Астраханского, Припятско-Маньчского и других глубинных разломов сбросового типа.

К главному сбросу Припятско-Маньчского разлома прислонена система локальных поднятий антиклинального и брахи-антиклинального типов. На отдельных участках — это осложненный продольным разрывом вал с ундуляцией шарнира. Южные крылья этих поднятий круглые и дислоцированы разрывами, а северные — пологие. В формировании рассматриваемых структур соляная тектоника почти не принимала участия (Гавриш, 1960, 1965). Подвижки блоков вдоль главного сброса

способствовали образованию сбросов, взбросов и осложненных ими локальных поднятий в осадочной толще. При этом, вероятно, сказалось простираание плоскости сбрасывателя главного сброса. Судя по приуроченности Потичанской складки к плоскости сбрасывателя, выпуклость которого обращена к оси

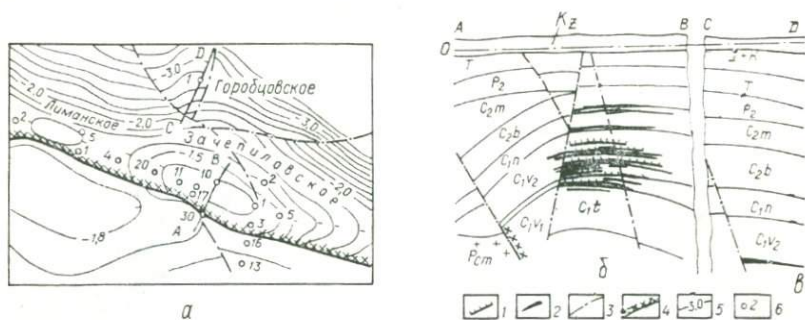


Рис. 27. Зачепиловское месторождение (по В. А. Аверьеву и др. с уточнениями В. К. Гавриша, 1977):

а — структурная карта по подошве верхневизейского горизонта; б — геологический разрез и нефтегазовые залежи вкrest простираания Зачепиловского месторождения по линии А—В; в — геологический разрез Горбцовской площади по линии С—D:

1 — газ; 2 — нефть; 3 — разрывы; 4 — главный сброс Припятско-Маньчского разлома; 5 — изогипсы подошвы верхневизейских отложений через 100 м; 6 — поисково-разведочные скважины.

складки, а также Михайловского и Кременевского поднятий, где плоскости сбрасывателей краевого разрыва обращены выпуклостью от оси структуры, можно предполагать, что в формировании прислоненных поднятий, а следовательно, также залежей газа и нефти, существенную роль играло изменение простираания главного сброса, как и на месторождении Гайзельберг у Штейнбергского сброса (рис. 26). Залежи нефти и газа сводовые, тектонически и литологически экранированные. Месторождения многопластовые (до 18 залежей нефти и газа), обычно приурочены к песчаникам каменноугольного возраста.

К главному сбросу Припятско-Маньчского разлома прислонено свыше десяти (Гавриш, 1974, рис. 17) нефтяных и газовых месторождений (Зачепиловское, Михайловское, Кременовское, Пролетарское, Голубовское, Левенцовское и др.). Наиболее крупное из них Зачепиловское приурочено к одноименной антиклинальной складке. Юго-западное крыло последней срезано и укорочено разрывом; углы падения достигают 45° . Северо-восточное крыло более пологое с углами падения $6-18^\circ$. Амплитуда поднятия до 110 м. Кроме регионального разрыва — главного сброса — на складке выделяются мелкие разрывы с амплитудой 15—45 м (рис. 27). Промышленные залежи нефти и газа находятся в песчаниках башкирского, намюрского, визейского и турнейского возраста, а непромышленные притоки —

в девонских отложениях. Один газоносный горизонт встречен в башкирском ярусе, 15 газоносных горизонтов — в песчаниках визейского и турнейского возраста, а нефтегазоносный и нефтеносный горизонты (Н³ и Н⁴) — в мелко- и тонкозернистых песчаниках намюра. Залежи нефти и газа пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные с самостоятельными водо-нефтяными контактами (рис. 27, б). Небольшие массивно-пластовые залежи установлены для горизонтов В¹⁷—В¹⁹, Б⁸—Б⁹ (Аверьев и др., 1973). Нефть плотностью 0,784—0,798 г/см³, метановая высокопарафинистая (3,87—7,75%), малосернистая (0,05—0,15%) и смолистая (20,8—30,0%). Газ метановый (метана до 72—95%) с содержанием тяжелых углеводородов 8—9%. Количество конденсата в газе составляет 12,5 г/м³, а СО₂ 0,1—1,2%. На далеком северном крыле Зачепиловской антиклинали в верхневизейских песчаниках выявлена небольшая Горобцовская тектоническая экранированная залежь (рис. 27, в).

Многочисленные прислоненные антиклинальные и флексур-антиклинальные складки обнаружены в зоне главного сброса Барановичско-Астраханского глубинного разлома. Скопления нефти установлены пока только на Радянской площади. Более широко промышленные залежи нефти и газа развиты в зоне, расположенной южнее главного сброса Барановичско-Астраханского глубинного разлома, тяготеющего к разрыву или разлому, примыкающему к главному сбросу. На Борковском профиле (см. рис. 6) к этому разрыву тяготеет Лесковское малоамплитудное поднятие, а на других участках установлены Великобубновское и Новотроицкое четко выраженные складки, в формировании которых, очевидно, немаловажную роль играли подвижки блоков докембрийского фундамента по разрыву или системе разрывов. Исходя из классификации В. Е. Хаина, эти поднятия можно отнести к приразломному типу. Они имеют размеры до 13 × 3 км и более крутые южные крылья, чем северные. Амплитуда северного крыла достигает 200 м (Новотроицкое поднятие). От поднятий, прислоненных к главному сбросу или флекуре, они отделяются узкими и протяженными прогибами. Приразломные поднятия слабо нарушены продольными разрывами. Чаще всего складки осложнены разрывами поперечной ориентировки, рассекающими присводовую (Новотроицкое и Бугреватовское поднятия) и периклинальные (Волоховская структура) части. Несмотря на близость этих поднятий к главному сбросу и сопутствующим ему разрывам, количество связанных с ним нефтяных или газовых залежей небольшое. На Великобубновском месторождении выявлено четыре залежи, а на Новотроицком в визейско-турнейских горизонтах — три. Залежи сводовые пластовые, иногда тектонически экранированы. Месторождения обычно небольшие (до 4,1 млрд. м³ газа).

В зоне пересечения главного сброса (и сопутствующих ему разрывов) с Томаковско-Купянской глубинной структурой встречаются также литологически экранированные залежи в песчаниках московского и башкирского ярусов на Северо-Голубовской площади. Это позволяет предполагать возможное распространение литологически экранированных залежей и на других участках рассматриваемой зоны.

Центральная часть Барановичско-Астраханского глубинного разлома осложнена продольными грабенами в породах докембрия и девона (см. рис. 6) или локальными депрессиями в более молодых каменноугольно-кайнозойских горизонтах (Гавриш, 1959). В этих отрицательных структурах увеличивается мощность девонской соли. Автономная тектоническая активность Барановичско-Астраханского разлома способствовала подвижкам блоков фундамента и переводу девонской соли в пластическое состояние, что в свою очередь приводило к формированию солянокупольных поднятий с различными стратиграфическими уровнями соли. На Качановском поднятии девонская соль встречена под верхневизейскими породами, а на Роменском — под четвертичными. От положения соляного тела зависела и их нефтегазоносность. Наибольшее количество залежей установлено на Качановском месторождении. Залежи нефти и газа выявлены в одноименной куполовидной складке, свод которой с глубиной смещается в северо-восточном направлении. Углы падения крыльев увеличиваются от 1—3 в палеогеновых отложениях до 5—10° — в каменноугольных. Структура дислоцирована системой разрывов продольной и поперечной ориентировки с амплитудой до 15—200 м, возрастающей с глубиной. Наиболее нарушен свод поднятия. Здесь плоскости сбрасывателей разрывов падают навстречу друг другу и образуют рифтообразный грабен (Гавриш, 1974, рис. 4), типичный для солянокупольных поднятий.

Продуктивные горизонты приурочены к триасовым, нижнепермским и верхнекарбонowo-верхневизейским отложениям с этажом нефтегазоносности до 900 м. Залежи пластовые сводовые, иногда тектонически экранированные с самостоятельным водо-нефтяным контактом. Триасовые горизонты образуют массивно-пластовую залежь с единым водо-нефтяным контактом, этаж нефтеносности которой равен 80 м. Размеры нефтеносных и газоносных горизонтов в пермских и каменноугольных отложениях уменьшаются с глубиной. Они образуют «нефтегазовую елку», или конус, обращенный вершиной вниз (Гавриш, 1974, рис. 4). В последние годы в скв. 100 с глубины 3510—3580 м получен приток легкой (0,824 г/см³) нефти, видимо, из внутри-сводовых или надсводовых девонских образований.

Аналогичное размещение многопластовых залежей зафиксировано также на Рыбальском месторождении, где, кроме сводовых пластовых тектонически экранированных, в пермских

отложениях выявлены и литологически экранированные залежи нефти. Предполагается, что в рассматриваемой зоне на далеких переклиналях Рыбальского и Великозагоровского поднятий находятся Сидорячское и Бахмачское в той или иной мере тектонически экранированные месторождения. Нефть на Бахмачской площади тяжелая, плотностью $0,901 \text{ г/см}^3$. Ее запасы весьма незначительны. Значительно большие запасы нефти и газа установлены на Сидорячской площади. Не исключено, что в экранировании этой залежи немаловажную роль играли региональные разрывы близмеридиональной и северо-западной ориентировок, совпадающие с простираем Верховцевско-Льговской глубинной структуры (Гавриш, 1974) и Барановичско-Астраханского разлома. Как и на Рыбальском месторождении, залежи нефти и газа здесь обнаружены в верхневизейских песчаниках.

Наличие регионально нефтегазоносных толщ в нижневизейских и турнейских отложениях Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, перерывы между верхне- и нижневизейскими горизонтами и отсутствие последних на Качановском и Рыбальском месторождениях, где верхневизейские горизонты залегают на девонском соляном теле, дают основание предполагать, что на далеких крыльях и периклиналях Качановской, Холмской и особенно Рыбальской структур в нижневизейских и турнейских горизонтах могут содержаться промышленные скопления нефти и газа, стратиграфически экранированные верхневизейскими отложениями или региональными тектоническими разрывами.

Во внутриразломной зоне Барановичско-Астраханского разлома, на Роменской солянокупольной структуре, где девонская соль залегают под четвертичными образованиями, вскрыта небольшая нефтяная залежь, находящаяся в кавернозных коллекторах кепрока соляного тела и зоне брекчии, которой покрыты стенки соляного штока.

В центральной части Барановичско-Астраханского глубинного разлома установлены промышленные скопления нефти и газа на Талалаевском поднятии, приуроченном к одноименному выступу, где вскрыты девонские эффузивы и соль. Это поднятие по верхневизейским горизонтам имеет небольшую амплитуду (до 250 м) и состоит из четырех обособленных сводов: Нынивского, Скороходовского, Матлаховского и Талалаевского. Залежи газа и нефти встречены на глубинах свыше 3,5 км в визейских горизонтах. Под каменноугольными отложениями вскрыты на одних блоках девонские эффузивы, на других — соль, которая, вероятно, не играла активной роли в формировании Талалаевского многосводового поднятия.

Вблизи южной разломо-пары Барановичско-Астраханского глубинного разлома выявлены Кошелевский, Плисковско-Лысогорский и другие выступы, а также Речицко-Шатилковская ступень. Последняя по поверхности докембрийского фундамента

и подсолевым девонским горизонтам погружается с юга на север от глубин 2—3 до 4—5 км. По Речицкому разлому, состоящему из разрывов, падающих в южном направлении (рис. 28), происходит опускание южного крыла Речицко-Шатилковской ступени с амплитудой 1—3 км. В наиболее приподнятой части этой

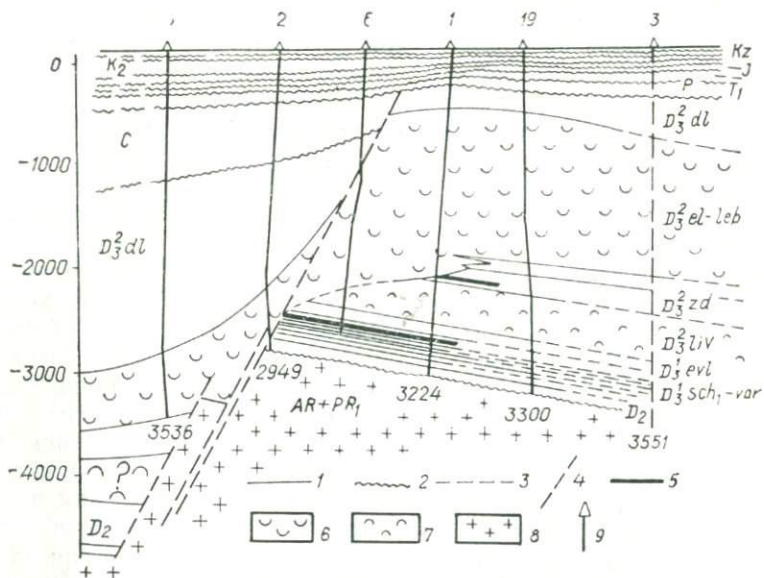


Рис. 28. Геологический профиль через скв. 5, 2, 6, 1, 19 и 3 Речицкой площади Припятской впадины (по П. К. Харчикову и др. с некоторыми изменениями, произведенными З. А. Гореликом и В. К. Гавришем):

1 — границы между стратиграфическими горизонтами без перерыва и 2 — с региональным перерывом в осадконакоплении; 3 — условные границы между горизонтами; 4 — разрывные тектонические нарушения; 5 — залежи нефти; 6 — верхнесолевые и 7 — нижнесолевые отложения; 8 — кристаллический фундамент; 9 — разведочные скважины.

ступени, примыкающей к Речицкому разлому, обособливается зона приразломных или надразломных поднятий (Речицкое, Тишковское, Осташковичское и др.), на которых данково-лебедянская соленосная толща увеличивается в мощности. На Речицком и других поднятиях нефтяные залежи встречены в подсолевых и межсолевых горизонтах. Мощность последних уменьшается иногда до нуля метров в наиболее приподнятой части Речицкой и других структур, что объясняется их разрывом (Конищев, 1974) или срезом ливенской солью (Карфанти, 1974), перетекающей из опущенного на поднятое крыло соляного тела структуры. Елецкие отложения залегают на задонских образованиях с угловым или стратиграфическим несогласием. Течение соли в своды приразломных поднятий, очевидно, началось еще в лебедянское время.

В. С. Конищев (1974) предполагает, что Речицкий разлом, заложенный в бургское время, развивался конседиментационно во время садки ливенской соли. На приподнятом крыле Речицкого разлома задонские межсолевые отложения, достигающие на южном крыле 513—535 м, частично или полностью размыты в пределецкое время. Залежи нефти на Речицком и других месторождениях приурочены к известнякам задонского межсолевого горизонта. Полное отсутствие этого горизонта у Речицкого разлома позволяет предполагать, что боковая миграция углеводородов происходила из северных погруженных участков Речицко-Шатилковской ступени и Речицкий разлом в этом процессе, по-видимому, не играл решающей роли.

На Кошелевском выступе девонских отложений нет и нефтегазовых залежей не встречено. Промышленные скопления нефти выявлены в каменноугольных породах на малоамплитудных локальных поднятиях, тяготеющих к Плисковско-Лысогоровскому и Липоводолинскому выступам докембрийского фундамента. На первом из них сводовые пластовые залежи нефти установлены на Софиевском (глубина 3870—3890 м) и Ярошевском (глубина 3865—3867 м) малоамплитудных поднятиях, а на Липоводолинском выступе нефтяное месторождение связано с Анастасьевским локальным поднятием, имеющим по верхневизейскому горизонту небольшие размеры ($1,5 \times 2,0$ км) и амплитуду (около 50 м). Южнее этого поднятия по поверхности докембрия выделяется продольный разрыв амплитудой до 500 м (Гавриш, 1975, рис. 4). Аналогичный сброс фиксируется севернее Анастасьевской складки, образуя с южным сбросом горстобразный выступ. Это дает некоторое основание относить Анастасьевское, Перекоповское, Романовщинское, Липоводолинское и другие малоамплитудные поднятия, расположенные на Липоводолинском и прочих выступлениях, к надразломным складкам.

В целом в зоне Барановичско-Астраханского разлома наблюдается определенная закономерность в размещении нефтяных и газовых месторождений (Гавриш, 1974, рис. 17). В Припятском прогибе развиты недонасыщенные газом нефтяные месторождения, приуроченные к девонским межсолевым и подсолевым отложениям. Нефтяные залежи установлены также на Бахмачской площади в каменноугольных породах Лохвицкой депрессии; чисто газовые месторождения тяготеют к западно-донецкой и донецкой частям Доно-Днепровского рифта. На остальных участках этого рифта встречаются нефтегазовые или чередование нефтяных и газовых залежей в девонских, каменноугольных, пермских и триасовых горизонтах. В восточной части Барановичско-Астраханского разлома на валу Карпинского снова появляются нефтяные месторождения (Бешкульское, Кирикилинское и др.). На предпоследнем из них нефть встречена в байосских песчаниках на глубине 1376—1380 м.

Она имеет плотность $0,8757 \text{ г/см}^3$ и содержит небольшое количество газа. Установить какое-либо влияние поперечных глубинных разломов на локальные изменения физико-химического состава нефтяных углеводородов не представилось возможным.

Пока не подтверждаются высказывания В. Ф. Никонова (1967) о том, что... «плотность нефти возрастает по обе стороны от глубинного разлома». Несмотря на то что Барановичско-Астраханский разлом пересекается многочисленными поперечными глубинными структурами и разломами (Гавриш, 1974, рис. 2), физико-химический состав углеводородов в зонах поперечных разломов существенно не меняется, а постепенно увеличивается количество тяжелых углеводородов в палеозойских образованиях с уменьшением их степени катагенеза в северо-западном направлении. Например, на Вергунской, Славяносербской и Боровской площадях, расположенных в зоне мелкой складчатости Донбасса (Гавриш, 1974, рис. 17), где развит метаморфизм пород, применительно к маркам углей Б, Д и Г (Гавриш, 1974, рис. 16) количество тяжелых углеводородов по мере продвижения с востока на запад соответственно возрастает от 2,27 до 4,69 и 9,67%. На Краснопоповском и Северо-Голубовском месторождениях, тяготеющих к западно-донецкой части Доно-Днепровского рифта, где развиты породы с углями марок ДП и Б, количество тяжелых углеводородов соответственно увеличивается до 10 и 13%. Еще западнее на Рыбальской, Качановской и других площадях встречены как газовые залежи с содержанием тяжелых углеводородов до 57%, так и нефтяные, а еще западнее (Бахмачская, Речицкая, Осташковичская и другие площади) — чисто нефтяные недонасыщенные газом залежи.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по комплексу геолого-геофизических данных выделяется Печорский, Колвинский и другие глубинные разломы сбросового типа, имеющие весьма сложное геотектоническое развитие.

Печорский глубинный разлом прослеживается на расстоянии более 1000 км от Предуральского прогиба до акватории Печорского моря. В южной части он, по-видимому, перекрывается складками Урала, а на севере совпадает с предполагаемым глубинным швом, отвечающим границе раздела мю- и эвгеосинклинальных областей рифейского складчатого комплекса. По поверхности рифей-вендского фундамента в Печорском разломе выделяется Кипцевский выступ и Печоро-Кожвинский грабен шириной до 50 км, что свойственно зонам шовных глубинных разломов (Хаин, 1964). В пределах Кипцевского выступа поверхность фундамента залегает на глубине 2,5 км, а в Печоро-Кожвинском грабене, иногда называемом авлакогеном (Кремс и др., 1974), погружается до 6 км и более. Печоро-Кожвинский грабенообразный прогиб простирается в северо-запад-

ном направлении на расстоянии 500 км. Это типичная шовная разломная зона с мощной толщей (на юге до 7 км) терригенных осадков, активно развивавшаяся в течение всей геологической истории. В гравитационном поле Печоро-Кожвинскому грабену отвечает система узких интенсивных, линейно вытянутых на северо-запад положительных аномалий, резко ограниченных с юго-запада и северо-востока четкими гравитационными и магнитными ступенями.

К началу семилукского (доманиковского) времени (рис. 29, а) на месте современного Кипцевского выступа уже существовало крупное Кипцевско-Седуяхинское валообразное поднятие, интенсивно дислоцированное разрывами, и примыкающая к нему с востока Печоро-Кожвинская грабенообразная впадина шириной до 30 км, выполненная не только мощной (свыше 2 км) толщей девонских, но и силурийских и ордовикских образований, отсутствующих на Кипцевско-Седуяхинском поднятии. Предполагается, что погружение Печоро-Кожвинского грабена происходило по краевым разломам и сопровождалось интенсивной вулканической деятельностью. В девоне и карбоне он представлял собой глубинную ослабленную зону, в которой накапливалась мощная толща девонско-каменноугольных образований. Расположенное в пределах Печорского разлома Кипцевско-Седуяхинское досемилукское поднятие (рис. 29, а) было вовлечено в зону прогиба и в девонско-башкирское время не развивалось. В конце башкирского века и в позднем карбоне прогибание сменилось кратковременным подъемом, а в ранней перми — интенсивно нарастающей всеобщей инверсией, трансформировавшей осадочную толщу в систему валообразных поднятий. Составленные А. Я. Кремсом и др. (1974) палеогеологические профили дают основание предполагать, что уже в начале кунгурского времени (рис. 29, в) тектонические подвижки в зоне Печорского глубинного разлома способствовали заложению Печоро-Кожвинского мегавала, весьма интенсивно развивавшегося в последующее время. При этом максимальное воздымание этого вала приурочивается не к своду додевонского пассивно погружающегося Кипцевско-Седуяхинского валообразного поднятия, а к его крылу, т. е. разрыву, или главному сбросу, разделяющему это поднятие и Печоро-Кожвинский грабен.

Печоро-Кожвинский мегавал по поверхности карбонатных отложений палеозоя ($P_1 + C$) имеет общую протяженность свыше 400 км при ширине 40—50 км. Мегавал асимметричен. С юго-запада он осложнен главной системой разломов амплитудой 0,5—1,5 км (рис. 29, в). Вал, примыкающий к Ижма-Печорской впадине, приподнят на 2 км. В его пределах выделяются три кулисообразно расположенных вала: Лыжско-Кыртаюльский, Давельско-Терехевейский и Шапкино-Лебединский протяженностью до 100 км и более. На валах обособляются локальные поднятия, в сводах которых обнажаются породы франского

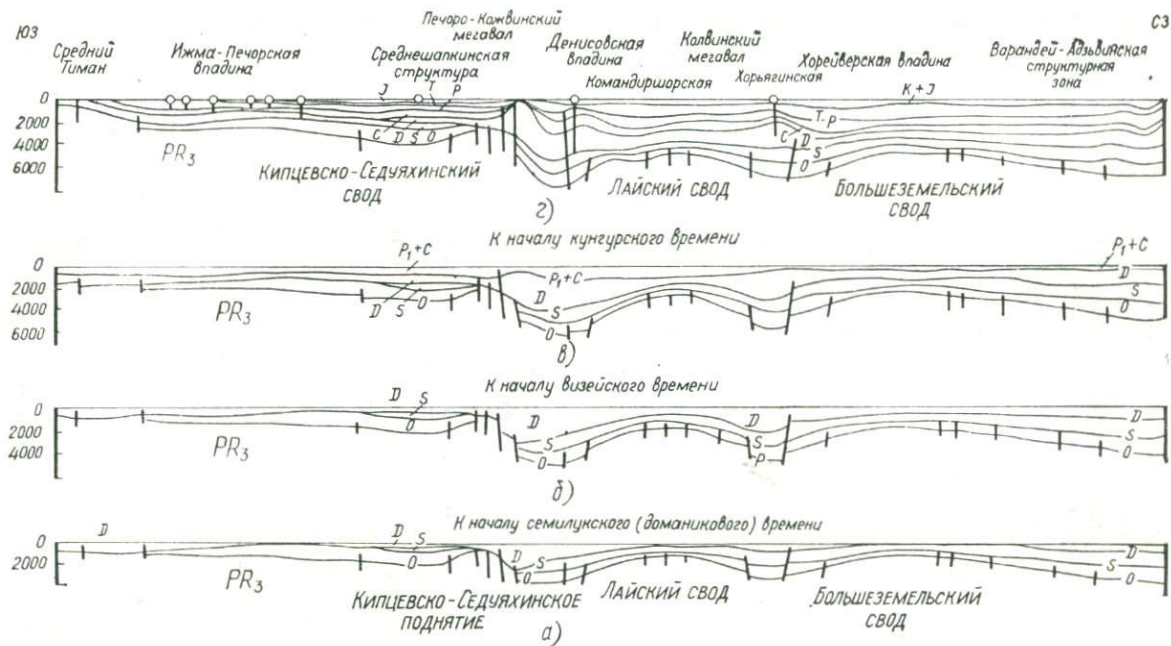


Рис. 29. Региональные палеогеологические профили через северную часть Тимано-Печорской провинции (по А. Я. Кремсу и др., 1974).

яруса. Для локальных структур Лыжско-Кыртаюльского вала характерно резкое несоответствие между среднедевонскими отложениями и вышележащими породами и значительное (до 8—10 км) смещение сводов структур вниз по разрезу в направлении сокращения мощностей.

Юрско-меловой этап геотектонического развития характеризовался существенным изменением регионального наклона с северо-восточного на северо-западное. Юрские отложения с резким угловым несогласием (до 20° на Печоро-Кожвинском и Колвинском мегавалах) залегают на нижележащих образованиях. Сложное геотектоническое развитие Печоро-Кожвинского мегавала, особенно резкое изменение региональных наклонов территории, оказали существенное влияние на формирование и перераспределение нефтяных и газовых месторождений.

Региональная нефтегазоносность всей Тимано-Печорской области связана со среднедевонско-нижнефранским терригенным комплексом, залегающим под региональной глинистой кыновско-саргаевской покрывкой мощностью 20—300 м. Наиболее выдержанными в региональном плане являются песчаники III (эйфельского) и IV (живетского) пластов.

На Печоро-Кожвинском мегавалу (Печоро-Городское, Печоро-Кожвинское и Кыртаюльское газоконденсатные месторождения) промышленно нефтегазоносными являются горизонты, залегающие на глубинах 3—3,8 км. Эффективная мощность песчаников от единиц метров в зонах выклинивания до 130 м; их пористость 7—14%, проницаемость первые десятки, реже сотни мдарси. Залежи газа пластовые, сводовые с большим количеством конденсата (340 г/см^3). Дебиты достигают 150—700 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Нефти легкие (до $0,85 \text{ г/см}^3$), малосмолистые, среднесернистые, парафиновые (содержание парафина при температуре до 6°C достигает 16—34%). Пластовое давление обычно значительно выше гидростатического и иногда превышает 30—40 кгс/см^2 . Нефти сильно недонасыщенные газом (газовый фактор до $57 \text{ м}^3/\text{т}$). Залежи сводовые, структурно-стратиграфические. Промышленные скопления нефти выявлены также в верхнедевонских карбонатных образованиях (Каменское месторождение).

В визейском комплексе залежи нефти обнаружены на Худюнольской, Югидской, Южно-Лиственичной, Печоро-Городской, Песчанской и Аранецкой структурах, расположенных в южной части Печоро-Кожвинского мегавала. Плотность нефти уменьшается с глубиной от $0,982$ (Южно-Лиственичная площадь, глубина 650 м) до $0,842 \text{ г/см}^3$ (Аранецкая структура, глуб. 2280 м). Все залежи средневизейских песчаников, кроме югидской, незначительные. Большинство из них представляют собой остатки ранее существовавших залежей, о чем свидетельствуют многочисленные нефтепроявления в вышележащих трещиноватых известняках визейского яруса и перми. Небольшие залежи нефти литологического типа с плотностью $0,87 \text{ г/см}^3$ встречены в

верхнепермских отложениях на Печоро-Городской, Печоро-Кожвинской и Аранецкой площадях Печоро-Кожвинского вала.

По представлениям А. Я. Кремса и др. (1974), зона Печорского глубинного разлома относится к областям преимущественно газо- и газоконденсатонакопления. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала выявлено более шести месторождений. Нефтегазоносность установлена по всему разрезу, но залежи в основном мелкие. Кроме газовых и газоконденсатных скоплений, обнаружены также нефтяные, в том числе и тяжелая нефть в визейских образованиях Югидской структуры. Поднятия, осложняющие осадочную толщу Печоро-Кожвинского разлома, характеризуются крупными (10×40 км) размерами и имеют значительные амплитуды (до 600 м). Им обычно свойственно несоответствие структурных планов. На Южно-Лыжском и Кыртаиольском поднятиях смещения структурных планов по низам среднего девона достигают 5—6 км, образуя практически самостоятельные поднятия, служащие объектами для разведки.

Дзунбаинский мегавал в Монголо-Забайкальской провинции, подобно Печоро-Кожвинскому мегавалу, возник на месте юрского грабенообразного прогиба, примыкающего к крутому региональному разлому или разрыву. В пределах этого вала в районе Саин-Шанда открыто три небольших месторождения нефти, приуроченных к сильно нарушенным поднятиям, и единственное в Монголии промышленное Дзунбаинское месторождение нефти с дебитами скважин до 1 т/сут. Нефть парафинистая с плотностью 0,88 г/см³.

Ахтырский и Пшекиш-Тырныаузский глубинные разломы (см. рис. 7) близширотной ориентировки ограничивают с юга Северо-Кавказскую нефтегазоносную провинцию. Генезис их окончательно не выяснен. Более определенно трактуется генетическая принадлежность близмеридиональных разломов Северо-Кавказской нефтегазоносной области. Например, доказывается, что Туапсинский разлом принадлежит к правосторонним сдвигам с амплитудой горизонтального смещения пород 5—8 км. Возраст сдвигов миоценовый (Борукаев и др., 1964). Наиболее крупные разломы этой провинции достигают длины 500—700 и ширины 2—10 км и более.

Пшекиш-Тырныаузская близширотная шовная зона имеет длину до 300 км и отделяет Скифскую эпигерцинскую плиту от мегантиклинория Большого Кавказа. Этот глубинный разлом лучше всего выражен в западной части, где он имеет форму грабен-синклинали (Панов и др., 1964). В центральном участке — это единый разлом, разграничивающий типичные платформенную и геосинклинальную области. На востоке в зоне разлома выделяются три узких блока: центральный грабен-синклинальный, где геосинклинальные ниже-среднеюрские сильно дислоцированные породы имеют максимальную мощность, и два

горст-антиклинальных, где ниже-среднеюрские образования являются переходными от геосинклинального типа к платформенному. Зона этого глубинного разлома представлена узким линейным гравитационным максимумом. Амплитуда вертикального смещения достигает 5 км. Все это дает некоторое основание относить рассматриваемый глубинный разлом к краевым швам сбросового типа.

В пределах Ахтырского и частично Пшекиш-Тырныаузского глубинных разломов известны небольшие, но многочисленные, главным образом, нефтяные месторождения (см. рис. 7). Залежи нефти выявлены в юрско-понтических отложениях. Но основные запасы связаны с регионально нефтегазоносными породами палеогена и неогена. Коллекторами являются преимущественно песчаные образования. Залежи приурочены к ловушкам различного типа. В Хадыженском районе они связаны с зоной выклинивания моноклинально залегающих майкопских глин. Здесь почти все месторождения уже выработаны (Хопры, Павлова гора, Нефтергорское, Хадыженское, Абузы и др.). В Северском и Ильско-Абинском районах нефтяные месторождения состоят из тектонически экранированных залежей (Ахтырско-Бугундырское, Зыбзинское, Калужское, Новодмитриевское, Азовское и др.). Зыбзинское месторождение приурочено к асимметричной антиклинальной складке со сводовыми осложненными сбросами, газонефтяными залежами в палеогеновых коллекторах и стратиграфическими скоплениями тяжелой нефти в миоценовых (рис. 30).

Наибольшая добыча нефти и газа в Краснодарском крае связана с Анастасьевско-Троицким месторождением, приуроченным к Анастасьевско-Краснодарской антиклинали, расположенной вдали от зоны главного сместителя Ахтырского глубинного разлома (см. рис. 7), который тяготеет к осевой части Западно-Кубанского прогиба. Амплитуда Анастасьевско-Троицкой асимметричной антиклинальной складки ($21 \times 2,3$ км) до 120 м. Нефтяные залежи на месторождении установлены в эотических горизонтах (IV—VII). В вышележащих породах развиты чисто газовые скопления. Залежь горизонта, связанного с песчанистыми коллекторами, не превышает 122 м. Их пористость достигает 43%, а проницаемость 4 дарси. Начальные дебиты нефти по скважинам составляли 2,5—60 т/сут. В 60-е годы месторождение давало почти половину добычи Краснодарского края.

Различной величины нефтяные и газовые месторождения приурочены к Бухарскому глубинному разлому, расположенному в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области. В геологическом строении последней принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и антропогеновые отложения, залегающие на палеозойском складчатом основании. Мощность осадочного чехла на Бухарской ступени увеличивается в юго-восточном направлении одновременно с погружением

фундамента от 0,95 км в районе Мешеклинского выступа до 1,3 км на Газлинском, от 1,1—1,5 на Каганском до 1,6—2,0 км на Мубарекском выступах, разделенных Ямбошинским прогибом. К трем последним выступам приурочены промышленные скопления нефти и газа. Всего в Бухаро-Хивинской области выявлено свыше 35 месторождений (рис. 31). Наиболее круп-

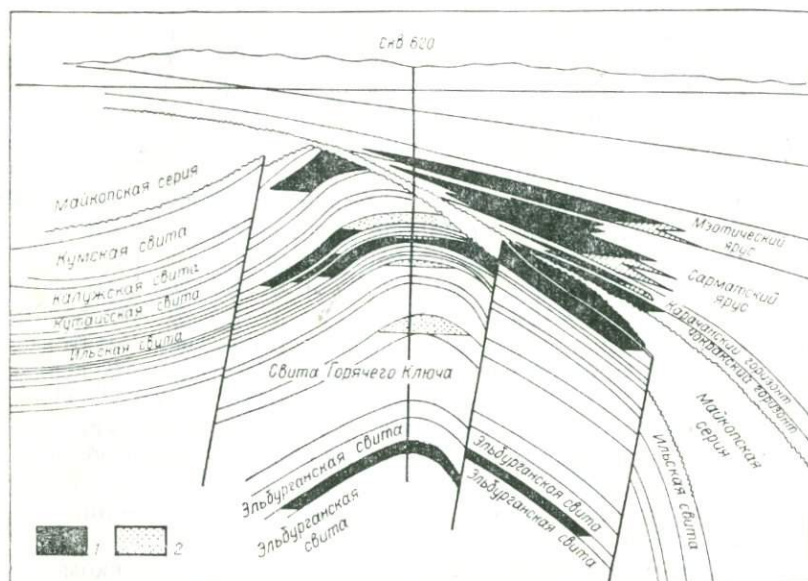


Рис. 30. Геологический профиль через Зыбзинское месторождение:
1 — нефть; 2 — газ.

ное Газлинское нефтегазовое месторождение приурочено к одноименной антиклинальной складке (43×16 км), находящейся на Газлинском выступе вдали от главного разрыва Бухарского (Южно-Гиссарского) разлома. Залежи газа приурочены к нарушенным разрывами верхнемеловым отложениям. Нефть встречена в нижнемеловых коллекторах. Самый нижний пласт мощностью 25 м содержит нефтяную залежь с газоконденсатной шапкой. Дебит нефти при 10-мм штуцере 81,7 м³/сут. Газовые месторождения Ташкудук и Кимирек, расположенные в зоне главного сброса Бухарского разлома, характеризуются небольшими размерами.

Бухарский разлом (см. рис. 31) разделяет два выступа: Каганский и Испанлы-Чандырский. Первый из них имеет более сложное строение, чем Газлинский. Он осложнен несколькими северо-восточными разрывами, почти перпендикулярными к простиранию Бухарского разлома. В связи с этим оси складок имеют северо-западную и северо-восточную направленность. По разрывам меловые породы, иногда обнаженные в своде Каганского

выступа, контактируют с неогеновыми. Углы падения маркирующих горизонтов достигают 50—70° (Сеталан-Тепе и др.). Расположенное на этом выступе месторождение Джаркак связано с брахиантиклинальной складкой северо-западного простирания, осложненной в юго-западной части небольшим разрывом

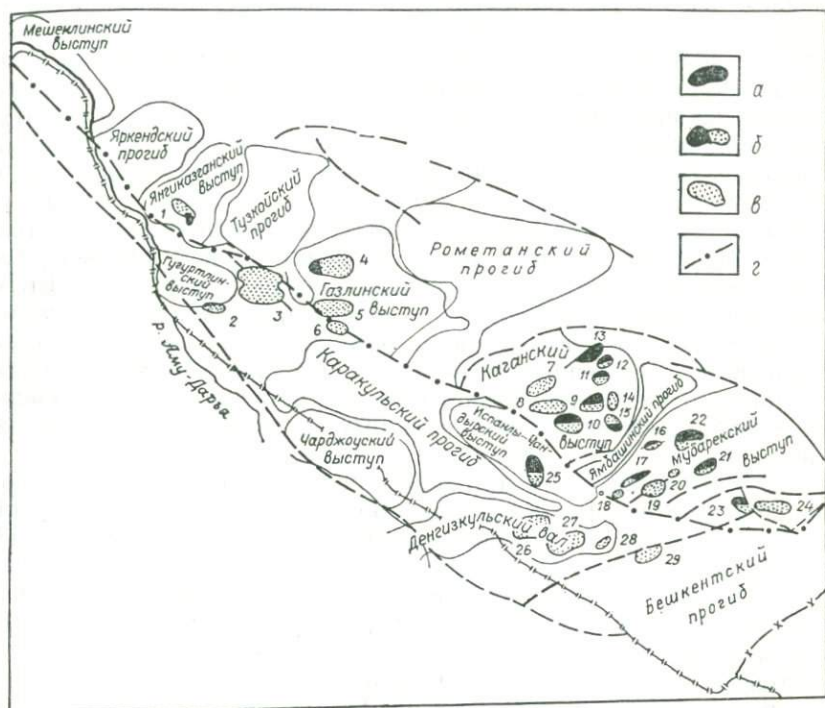


Рис. 31. Схема расположения основных структурных элементов и месторождений нефти и газа Бухаро-Хивинской газонефтеносной области Западного Узбекистана (по Г. Х. Дикенштейну и др. (1968) с дополнениями В. К. Гавриша).

Месторождения: а — нефтяные, б — газонефтяные, в — газовые: 1 (цифры на схеме) — Янгиказган, 2 — Кульбешкак, 3 — Учкыр, 4 — Газли, 5 — Ташкулук, 6 — Кимирек, 7 — Мамарджураты, 8 — Сарыташ, 9 — Караулбазар, 10 — Джаркак, 11 — Акджар, 12 — Шурчи, 13 — Караиз, 14 — Сеталан-Тепе, 15 — Юлдузкак, 16 — Шур-Тепе, 17 — Северный Мубарек, 18 — Карим, 19 — Южный Мубарек, 20 — Ходжихайрам, 21 — Карабан, 22 — Кызыл-Рабат, 23 — Карактай, 24 — Ташлы, 25 — Кемачи-Зекры, 26 — Уртабулак, 27 — Култак, 28 — Памук, 29 — Айзават, 2 — Бухарский или Арало-Гиссарский глубинный разлом.

и тремя куполами. Сводовая нефтяная залежь с газовой шапкой находится в юрских известняках. Дебит при 19-мм штуцере составил 58,5 т/сут, пластовое давление 115,3 кг/см². Скопления газа с самостоятельным водяным контактом установлены в неокомских отложениях. Испанлы-Чандырский выступ находится в пределах Чарджоуской ступени, простирающейся в северо-западном направлении более чем на 500 км при ширине 120 км.

Фундамент этой ступени сложен пермо-триасовыми молассовыми образованиями, размытыми на Бухарской ступени. Глубина залегания складчатого фундамента достигает 4—4,5 км (Дикенштейн и др., 1968).

Анализируя размещение месторождений Бухаро-Хивинской области по их приуроченности к местам сгущения разломов, возрастанию последних и близости нефтяных или газовых месторождений к определенным группам разломов, Н. В. Шаблинская (1971) приходит к следующим выводам: 1) большинство месторождений тяготеет к участкам с повышенной плотностью разломов разных систем; 2) связи месторождений с древними разломами нет; 3) устанавливается прямая зависимость между этажами нефтегазоносности и разломами. Тот факт, что на Бухарской ступени, характеризующейся большей плотностью разломов по сравнению с Чарджоуской, залежи нефти и газа распространены в коллекторах нижнего и верхнего мела, Н. В. Шаблинская объясняет не наличием разломов, а сокращением мощности чехла, опесчаниванием разреза и полным выклиниванием верхнеюрской соленосной покрышки. На Чарджоуской ступени мощность последней достигает 700—800 м, и она является надежным экраном. Размещение нефтяных и газовых месторождений также не зависит от определенных групп и систем разломов.

Г. Х. Дикенштейн и др. (1968) предполагают, что формирование залежей нефти и газа Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области связано с горизонтальной северо-западной миграцией углеводородов из наиболее погруженных частей Амударьинской впадины. Например, Газлинское месторождение сформировалось главным образом в неогене, хотя начало образования складки относится к юре. Флюиды, поступавшие из глубоких частей Амударьинской впадины в результате боковой миграции, достигнув разрывов Бухарского (Арало-Гиссарского) разлома, проникали по ним в вышележащие коллекторы и концентрировались в ненарушенной Газлинской складке. Залежи нефти и газа встречаются не только на Бухарской ступени, приподнятой по Арало-Гиссарскому разлому, но и на опущенной Чарджоуской ступени (см. рис. 31).

В зонах краевых глубинных разломов Рейнского рифта выявлено свыше 63% нефтяных и газовых месторождений Рейнской нефтегазоносной области (Гавриш, 1974, рис. 14). Краевые разломы представлены системой сбросов, видимая амплитуда которых достигает 1 км, а суммарная амплитуда зон краевых глубинных сбросов у г. Гейдельберга превышает 5 км. Нефтегазоносные комплексы встречаются во всем разрезе от триаса до неогена: в раковистых известняках триаса, песчаниках кейпера и рэта, оолитовых известняках бата, рифогенных известняках оксфорда — кимердиджа. Олигоценовая моласса нефтегазоносна как в центральной, так и в северной частях региона. Неогеновая моласса распространена преимущественно в краевых

частях грабена, в северной части которого она газоносна. Небольшие месторождения нефти и газа тяготеют к несогласным сбросам приподнятых частей отдельных блоков. Вблизи сбросов на поверхности наблюдаются многочисленные выходы нефти.

Газовые месторождения тяготеют к северо-восточной части восточного краевого разлома Рейнского рифта (Гавриш, 1974, рис. 14), где третичные отложения, в которых заключен газ, залегают на пермских образованиях и имеют максимальную мощность. Газовые горизонты приурочены главным образом к миоцен-плиоценовым образованиям на глубине 130—880 м. Газ метановый (96—98%) с примесью тяжелых углеводородов и азота. Нефтяные месторождения распространены на остальной части рифта в зонах его краевых разломов. Нефть обычно легкая. Плотность ее с глубиной, как правило, уменьшается. Так, в зоне восточного глубинного разлома Рейнского рифта на месторождении Ваингартен залегающие на глубине свыше 1 км песчаники верхнего кейпера содержат нефть плотностью 0,875 г/см³, а в доломитах нижнего кейпера на глубине 650 м (месторождение Рот) плотность нефти равна 0,895 г/см³. Нефтяные и газовые залежи связаны с поднятиями, обусловленными подвижками блоков фундамента. Залежи обычно сводовые, пластовые, тектонически (месторождение Ландау), стратиграфически и литологически экранированные. Продуктивные горизонты обычно осложнены многочисленными, часто антитетическими разрывами.

Месторождения, тяготеющие к краевым разломам Рейнского рифта, мелкие. Наиболее крупное нефтегазовое месторождение Штокштадт приурочено к сильно приподнятому и наклоненному на юго-запад блоку приосевой части Рейнского грабена. Этот блок ограничен близмеридиональным разрывом с амплитудой свыше 400 м.

О роли разломов в миграции и аккумуляции нефти и газа Рейнского рифта нет единого мнения. И. И. Чебаненко (1971) считает, что главная роль в миграции нефти и локализации месторождений этого региона принадлежала разломам северо-восточной ориентировки, в том числе и краевым разломам рифта. Месторождения располагались в виде цепочек, нанизанных на разломы. Нефтяное вещество, из которого впоследствии образовались месторождения, поступало по разломам из более глубоких горизонтов земной коры. В. Брудерер и М. К. Луи (1961) доказывают, что нефть, найденная в третичных отложениях, возникла главным образом в третичное время, хотя в отдельных случаях могла поступать в этот комплекс из пород более древнего возраста, например юрских. Это предположение авторы подтверждают химическими анализами, указывающими на наличие двух четко выраженных групп нефтей. Нефти триасовых и более древних горизонтов имеют парафиновое основание. Материнскими породами, по мнению В. Брудерера и др. (1961),

могут быть битуминозные формации третичного и юрского возраста (глины и мергели тоарского, саннуазского и рупельского ярусов). Что касается влияния разломов на физико-химический состав нефтяных углеводородов, то никаких закономерностей установить пока невозможно.

Суэцкий глубинный сброс играл решающую роль в аккумуляции залежей нефти в северо-восточной части Суэцкой нефтегазоносной области, которая приурочена к одноименному грабену размером 350×50 км, находящемуся на терри-

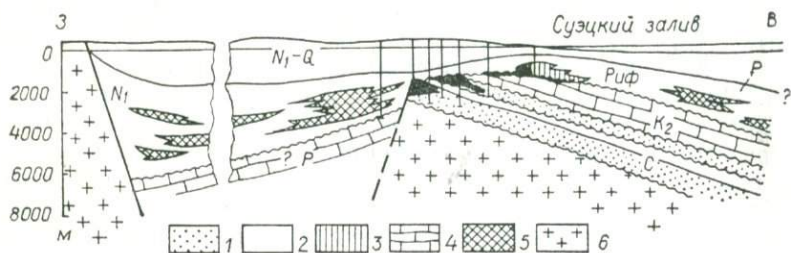


Рис. 32. Принципиальная схема типичных нефтяных месторождений Суэцкого залива (по Л. Уиксу):

1 — нубийские песчаники; 2 — глинистые сланцы; 3 — рифы; 4 — известняки; 5 — ангидриты; 6 — кристаллический фундамент.

гории АРЕ. С запада и востока грабен (рифт) ограничивается краевыми глубинными разломами-сбросами, параллельными береговым линиям и образующими на поверхности вертикальные уступы высотой до 600 м (Гавриш, 1974, рис. 12). Разрывы ортогональной и диагональной ориентировки разбивают фундамент и домиоценовую толщу на блоки, группирующиеся в горстовые зоны или тектонические ступени, вдоль которых в неогеновых слоях возникли приразломные линейные зоны нефтегазоносных поднятий. Небольшие нефтяные месторождения располагаются над выступами фундамента вдоль Суэцкого разлома. Залежи часто тектонически и стратиграфически экранированные (рис. 32) и при наличии большой мощности резервуара (нубийские пески) подстилаются водой. Из 20 месторождений наиболее крупными являются месторождения-гиганты Эль-Морган и Амал с извлекаемыми запасами более 300 млн. т нефти, а также Белаим и Белаим-море с суммарными запасами 200 млн. т нефти. Небольшое месторождение Абу-Дурба находится в погружающихся ступенях Суэцкого разлома. Залежи нефти в миоценовых и верхнемеловых отложениях контролируются плоскостями сбросов, запечатывающих продуктивные пласты по восстанию («Геология нефти. Справочник...», 1968, рис. 106). Гигантские месторождения Белаим и Белаим-море приурочены к крупным вытянутым в северо-западном направлении поднятиям, разделенным небольшим прогибом. Белаимское поднятие, по-

видимому, можно отнести к приразломному типу. Оно осложнено многочисленными разрывами, прослеживаемыми в продуктивных породах миоцена. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, вскрываемые на глубинах 1530—2260 м. Нефти тяжелые ($0,91 \text{ г/см}^3$) с дебитами 160—300 т/сут. Если море покрывает только западную часть Белаимской складки, то месторождение Белаим-море полностью находится в акватории. Оно связано с крупной, очевидно, внутриразломной складкой и нарушено малоамплитудными разрывами северо-западной ориентировки. Глубина залегания продуктивных горизонтов 2250—2850 м, а начальные дебиты нефти достигают 500 т/сут.

Грабенообразная впадина Баия (Реконкаво), расположенная на Атлантическом побережье Южной Америки, имеет близмеридиональное простирание и размеры $400 \times 60 \text{ км}$. Амплитуда ограничивающих грабен асимметричных разломов достигает 350 м на западе и 400 м на востоке

(рис. 33). По представлениям Г. Граберта, грабен Реконкаво образовался в Бразильском щите как структура провинции (Durchhage-Becken). Ограничивающие грабен разломы возникли в середине раннего мела. Выполняющие грабен юрские, меловые и плиоценовые осадочные образования мощностью до 5 км погружаются моноклинально в юго-восточном направлении и разбиты продольными сбросами на наклонные ступени различно залегающих блоков, к меловым отложениям которых приурочены нефтегазовые месторождения. В зонах красвых, очевидно, глубинных разломов Мараго и Салвадор крупных залежей пока не выявлено. Единственное небольшое месторождение Лобато установлено в восточной приграбенной зоне, видимо, парного разлома Салвадор. Ширина залежи достигает 240 м, длина 360 м. Мощность продуктивного горизонта 18—20 м. Плотность нефти $0,865 \text{ г/см}^3$. Залежь находится в кол-

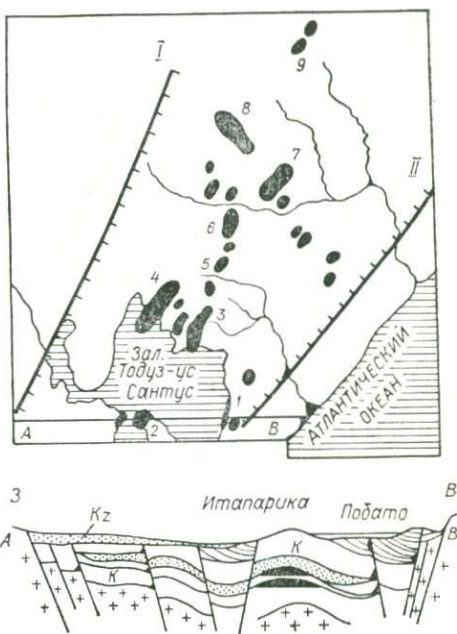


Рис. 33. Месторождения грабена Баия и геологический разрез (АВ) (по фон Ганфриду Путцеру): 1 — Лобато; 2 — Итапарика; 3 — Кандейяс; 4 — Дом-Жоу; 5 — Буракика; 6 — Такуипе; 7 — Агуа-Гранде; 8 — Педрас; 9 — Сауипе. Разломы: I — Мараго; II — Салвадор.

лекторах опущенного блока. По сбросу контактируют меловые и докембрийские образования.

Во впадине Баия большинство месторождений связано с меловыми брахиантиклинальными поднятиями (Кандейяс, Итапарика и др.) или с отдельными горстообразными блоками (Агуа-Гранде, Дом-Жоау), тяготеющими к центральной части грабена (см. рис. 33). Залежи нефти сводовые, тектонически экранированные, реже литологически экранированные (Кандейяс). Глубина залегания нефти 200—1500 м и более. В этой нефтегазонасной области выявлено свыше 25 месторождений нефти и газа, которые группируются в две зоны нефтегазонакопления, ориентирующиеся вкрест простирания грабена и осложненные поперечными сбросами (или разломами — В. Г.). Северная зона включает месторождения Педрас (северо-западного простирания), Агуа-Гранде, Пожука, Мата и др., а южная — Дом-Жоау, Парамирин, Кандейяс и др. (Коцеруба, 1968). Самое крупное месторождение, приуроченное к центральной части грабена, — Агуа-Гранде. Его суммарная добыча в 1961 г. составляла 25 млн. т. Предполагается, что из месторождения будет еще добыто 35,6 млн. т нефти. Месторождение Итапарика связано с асимметричной брахиантиклиналью северо-западного простирания, дислоцированной тектоническими разрывами. Нефти содержат мелко- и крупнозернистые песчаники свит Санта-Амаро и Вротас мелового возраста мощностью 14—66 м, залегающих на глубине 1090—1200 м. Нефть высокопарафинистая, плотностью 0,80—0,82 г/см³.

В Венско-Моравской нефтегазонасной провинции залежи на месторождениях Мюльберг, Раг, Гестинг, Ван-Сикл, Гайзельберг и др. экранируются региональным Штейнбергским (Доленко, 1968), очевидно, глубинным сбросом, амплитуда которого увеличивается от нуля в четвертичных отложениях до 2 км в сарматских горизонтах. Сброс наклонен к востоку и на глубине 1500 м падает под углом 50°. Такое падение сброса, вероятно, способствовало образованию замкнутых поднятий в верхней части разреза и полукуполов — в более глубоких горизонтах (см. рис. 26). Небольшие по размерам залежи нефти и газа располагаются главным образом в опущенном крыле дугообразного изгиба сброса, развивавшегося конседиментационно (Витенко и др., 1971).

Замкнутые локальные поднятия, четко выделяемые в верхних горизонтах, в более глубоких прослеживаются в виде полукуполов и структурных носов, прислоненных к Штейнбергскому сбросу, которые в сочетании с последним часто образуют тектонически экранированные ловушки. Большинство мелких месторождений находится на опущенных крыльях согласных сбросов и значительно реже на поднятых крыльях несогласных сбросов. При этом залежи располагаются на крыльях сбросов, обращенных в сторону осевой части бассейна. Исключением является

месторождение Биловице-Жижков, где небольшие залежи нефти приурочены к обоим крыльям экранирующего сброса. По нашему мнению, формирование поднятий в верхних горизонтах обусловлено дугообразным изгибом плоскости сбрасывателя Штейнбергского сброса в горизонтальном и вертикальном направлениях, как, например, на поднятии Гайзельберг (см. рис. 26).

Гайзельбергское нефтегазовое месторождение связано с куполовидным поднятием, имеющим по верхнепаннонским горизонтам размеры 2×3 км и амплитуду 90 м. Складка располагается в опущенном крыле Штейнбергского сброса. В сарматских отложениях западное крыло исчезает, и поднятие превращается в полукупол, ограниченный Штейнбергским сбросом (см. рис. 26), к которому примыкает пучок согласных сбросов, рассекающих складку. Нефтеносны отложения сармата (десять горизонтов) и в меньшей степени тортона (пять горизонтов). Газовые залежи приурочены к сармату (два горизонта) и один горизонт к нижнему паннону. Некоторые нефтяные залежи имеют газовые шапки. Начальные дебиты на месторождении составляли: нефти — до 120 т/сут и газа — до 75 тыс. м³/сут. Продуктивные горизонты по сбросу контактируют с непроницаемыми породами палеогенового флиша. Месторождение разрабатывается с 1938 г. К концу 1957 г. добыто 2,62 млн. т нефти.

Сбросы Венско-Моравской впадины формировались от среднего миоцена до плиоцена. В период прогибания региона они развивались конседиментационно, а во время региональных подъемов в предгельветское, предтортонское и особенно в послепаннонское время — постседиментационно. По данным Г. Штова-сера (1957), в районе структуры Мюльберг амплитуда Штейнбергского сброса вследствие непрерывного формирования в течение тортонского и сарматского времени составляет 820 м, а предантропогеновый постседиментационный прирост амплитуды равен 350 м, что составляет 30%. Сбросы Венско-Моравской впадины, по мнению В. А. Витенко и др. (1971), древние, так как обе составные части (сброс и полукупол) по каждому продуктивному горизонту возникли одновременно с осадконакоплением и вслед за ним. Максимальный рост их амплитуды произошел в конце неогена. Благоприятные структурные условия для формирования залежей нефти уже существовали в тортонское и сарматское время. Небольшие залежи установлены также на поднятом крыле Штейнбергского сброса в эрозионно-тектонических ловушках — выступах флишевого основания, несогласно перекрытых породами гельвета. На описанных выше глубинных разломах сбросового типа нефтяные и газовые месторождения, как правило, тяготеют к локальным поднятиям, в той или иной мере осложненным сбросами. Залежи принадлежат к пластовым сводовым, тектонически экранированным. Наряду с этим известны разломы сбросового характера, где залежи развиты на

моноклинали и экранируются сбросами различного генезиса. Так, на севере Примексиканской (Галф-Кост) нефтегазоносной провинции в США выделяется система разломов, окаймляющих впадину Мексиканского залива. Это разлом Балконес-Люлинг, а также находящийся южнее от него и параллельный ему разлом Мексика-Талко. Восточнее последнего кулисообразно располагаются разломы Арканзасский, Пиккенс-Куитмен и Гиллбертаун (Успенская и др., 1972, рис. 74, 93).

Разлом Балконес-Люлинг состоит из двух зон сбросов. Разрывы системы Балконес, кулисообразно ориентированные друг к другу, находятся в западной части Мексиканской впадины. Сбросы эти преимущественно согласные. Их плоскости сбрасывателей падают к востоку в сторону оси впадины и простираются в северо-восточном направлении. Система сбросов Люлинг, прослеживаясь в 20—40 км юго-восточнее разрывов зоны Балконес, простирается параллельно им, как бы образуя зону парного разлома. Система разрывов Люлинг представлена в основном кулисообразно ориентированными несогласными сбросами, падающими в северо-западном направлении навстречу сбросам системы Балконес.

Разлом Мексика-Талко, находясь на продолжении разлома Балконес-Люлинг, меняет свою ориентировку с северо-восточной на близширотную. Он состоит почти из непрерывной сближенной (3—7 км) системы кулисообразных (Витенко и др., 1971, рис. 14) сбросов, падающих навстречу друг другу (см. рис. 25). Аналогичное строение имеют разломы Арканзасский, Пиккенс-Куитмен и Гиллбертаун. Общая протяженность разломов, ограничивающих Мексиканскую впадину с северо-запада и севера, превышает 500 км. О глубине заложения и генетической принадлежности этих разломов нет единого мнения. Дж. Муди (1973) объясняет их образование сдвигами отдельных блоков или глыб земной коры, а Н. Ю. Успенская и др. (1972) — интенсивным оседанием глубоководной впадины Мексиканского залива. Если исходить из того, что разломы и разрывы системы Мексика-Талко дугообразно ограничивают Мексиканскую впадину и на всем протяжении осложнены узкими грабенами, то, очевидно, правы Н. Ю. Успенская и др., так как трудно представить образование дугообразно ориентированных разломов сдвигами отдельных блоков. Мы полагаем, что при сдвигах должны формироваться в основном прямолинейно ориентированные разломы аналогично Левантийскому и Сан-Андреасскому разломам сдвигового типа. О сбросовой природе этих разломов свидетельствуют наблюдения над современными разрывами, возникающими при катастрофических землетрясениях, когда региональные сбросы сопровождаются системой узких грабенов и состоят из кулисообразно расположенных разрывов (см. рис. 4), подобно описанным разломам.

На профиле (см. рис. 25) вкрест простираения разлома Мек-

сия-Талко ограничивающие грабен Талко сбросы осложняют только осадочную толщу, не затрагивая породы кристаллического фундамента, т. е. являются внутривулканическими. Вместе с тем Н. Ю. Успенская и др. (1972) отмечают, что сбросы описываемой зоны разлома Мексика-Талко сопровождаются интрузиями базальтовой магмы и движения по ним продолжаются и в настоящее время. Это дает основание относить систему сбросов Балконес-Люлинг, Мексика-Талко и другие к глубоким, видимо, коровым или, возможно, подкоровым глубинным разломам, осложняющим породы кристаллического фундамента. Не исключено, что близширотная система разрывов Мексика-Талко наследует древний глубинный разлом, осложняющий палеозойскую складчатость близширотного простирания. Грабен Талко образован одноименным несогласным сбросом, ограничивающим его с юга, и северным согласным сбросом Сульфур-Ривер. Ширина грабена уменьшается с глубиной от 4,7 до 0,75 км. Сбросы наклонены навстречу друг другу под углом 45—58°, возрастающим с глубиной (Wenderland, 1948). Амплитуда сбросов Талко также увеличивается с глубиной от 120 м по кровле верхнего мела до 240 в нижнем мелу и 470 м в юре; амплитуда сброса Сульфур-Ривер соответственно составляет 150, 180 и 340 м. Эти сбросы проявляются вплоть до антропогенных отложений, сохранившихся только в грабене, однако амплитуда сбросов в поверхностных образованиях невелика.

По данным Г. Е. Муррея (1961), разрывы периферической зоны Мексиканской впадины возникли в позднеюрское время, а развивались в мелу и кайнозое; периоды наиболее интенсивного роста сбросов совпадали с крупными региональными перерывами в осадконакоплении в предраннемеловое и предкайнозойское время. Кроме того, некоторые сбросы классифицируются как конседиментационные. Так, по данным В. А. Витенко и Б. П. Кабышева (1971), сбросы Сульфур-Ривер и Талко формировались конседиментационно (одновременно с осадконакоплением образовалось соответственно 40 и 59% их амплитуд). Амплитуда по верхним (кайнозойским) горизонтам несогласного сброса Талко меньше (120 м), чем согласного сброса Сульфур-Ривер (150 м), а по нижним горизонтам (поверхность юры) наоборот: в течение мела прирост амплитуды сброса Талко составил 351, а сброса Сульфур-Ривер 187 м. Это, по В. А. Витенко и др. (1971), свидетельствует о различных причинах образования этих сбросов, проявление которых изменялось со временем. Поскольку сброс Талко более интенсивно развивался в меловом периоде, он, по мнению В. А. Витенко и др. (1971), является составной частью ловушки для нефти в нижнемеловой свите Палукси.

В отличие от глубинного разлома Сан-Андреас, обусловленного только горизонтальным смещением блоков или глыб земной коры, к главным сместителям периферической зоны разломов

нефтегазоносной провинции Голф-Кост приурочено свыше 50 нефтяных и нефтегазовых месторождений, экранированных сбросами; 44 из проанализированных В. А. Витенко и др. месторождений тяготеют к поднятым крыльям несогласных сбросов; одно (Родесса) — к поднятому крылу и два (Калверт и Лоне Стар) — к опущенным крыльям согласных сбросов.

Самым крупным (с извлекаемыми запасами нефти 33,8 млн. т) в этой зоне является месторождение Талко, расположенное в северной части одноименной субширотной сбросовой зоны разломов (см. рис. 25). Оно приурочено к полуантиклинали, находящейся на приподнятом крыле одноименного сброса, обращенного выпуклостью к северу от оси полуантиклинали и оси Мексиканской впадины. По экранирующему сбросу Талко залежь нефти в нижнемеловых песчаниках Палукси контактирует с непроницаемыми глинами и известняками опущенного блока. Это месторождение располагается вкрест простирания регионального бокового движения флюидов из приосевой части Мексиканской впадины. Его размеры 24 × 2 км. Средняя пористость песчаников 25%, а проницаемость до 2400 мдарси. Внешний контур нефтегазоносности извилистый вследствие литологического замещения вниз по падению песчаников продуктивного горизонта. Нефть подстилается пластовой водой. Плотность нефти, сильно недонасыщенной растворенным газом, составляет 0,91 г/см³. Ниже продуктивной свиты обнаружены многочисленные признаки нефти, но промышленных скоплений не открыто. В зоне сброса наблюдалось сильное вторжение подземных вод.

Кроме месторождения Талко, к сбросовой зоне близширотного участка разлома Мексика-Талко, иногда именуемого сбросовой зоной Талко (Миггау, 1961), приурочены также месторождения Сульфур Блафф, Митчел Крик, Певит Ранч, Лейквью и др., а к близмеридиональной части разлома Мексика-Талко, сбросовой зоне Мексика (Миггау, 1961) — месторождения Хэм Гозет, Мексика, Флег Лейк, Ниггер, Крик, Вьеленд, Калверт, Баррон, Ричленд, Кемпбелл, Корсикана Пауэл, Кьюрей и др. В этой зоне разломов наиболее крупное месторождение Мексика содержало начально извлекаемые запасы нефти до 14,8 млн. т.

К разлому Арканзас тяготеют месторождения Фоук, Смаковер, Ирма, Левисвилл и др., а к сбросовой зоне Люлинг разлома Балконес-Люлинг — месторождения Дарст Крик, Люлинг, Солт Флэт и пр. Залежи нефти, приуроченные к известнякам и другим породам верхнего и нижнего мела, экранированы, как правило, дугообразными или углообразными изгибами плоскостей сместителей несогласных сбросов амплитудой до 170 м и более. Ловушка образована сбросами, а моноκлиально наклоненные слои иногда осложнены структурными носами или полуантиклиналями.

О формировании сбросов и экранированных ими месторожде-

ний в Примексиканской нефтегазоносной провинции можно судить по развитию зоны разрывов Виксбург, расположенной юго-восточнее разлома Балконес-Люлинг в прибрежной части Мексиканского залива (Стенли, 1973, рис. 1, 3). К зоне разрывов Виксбург приурочены крупные многопластовые месторождения

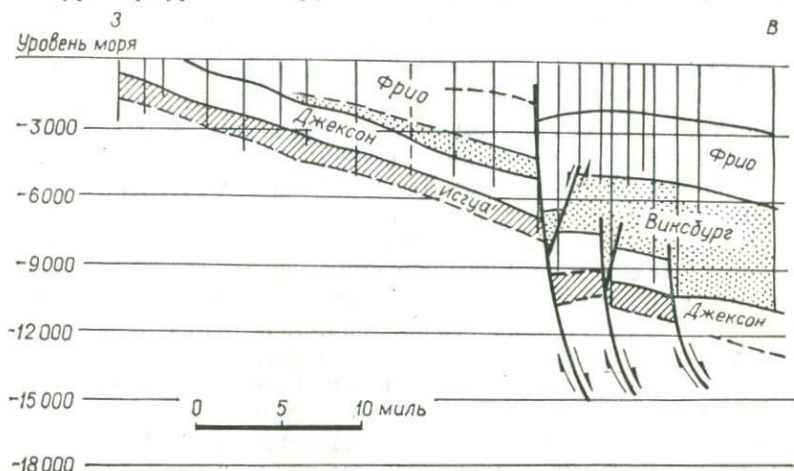


Рис. 34. Широтный разрез зоны нарушений Виксбург, южный Техас (по Т. Стенли, 1973). Начало движения по разрывным нарушениям связано со временем осадконакопления формации Виксбург. Вертикальные линии — скважины. Вертикальный масштаб в футах.

нефти и газа, такие, как Кесли глубокое, Силигсон, Агуа-Дульсе, Рефьюджио и Том-О'Коннор. Запасы последнего месторождения превышают 68,5 млн. т. Такое скопление нефти, по мнению Т. Стенли (1973), обусловлено обратным волочением вдоль антиклинальных форм. Конседиментационное формирование сбросов благоприятствовало образованию в процессе осадконакопления структурных форм и раннему заполнению ловушек нефтью и газом, мигрирующих из погруженных зон. В 48 км к северу от мексиканской границы зона разрывов Виксбург состоит из трехступенчатых сбросов. Между антиклинальными сбросами зафиксированы два грабена (рис. 34). Самый крупный из них тяготеет к наиболее молодому западному конседиментационно развивающемуся сбросу. На опущенном блоке мощность пород формации Фрио возрастает от 180 до 1200 м. Западный сброс моложе остальных сбросов. Он осложняет формацию Фрио миоценового возраста, которая у сброса образует складку обратного волочения, а два более глубоких сброса, расположенных восточнее, на этих породах не отразились. Скважины, показанные на рис. 34, дали промышленные притоки нефти и газа из песчаников формации Фрио на тех участках, где эти породы

слагают антиклинальные складки на опущенном крыле зоны разрывных нарушений Виксбург.

Т. Стенли считает, что снижение интенсивности обратного волочения вверх по разрезу обусловлено конседиментационной природой сбросов и уменьшением их активности во времени. Общая амплитуда смещения по сбросам и их количество в разрывной зоне Виксбург уменьшается к северу. Судя по сходному литофациальному составу пород на опущенном и приподнятом крыльях сбросов, допускается, что сброс формировался конседиментационно при общем погружении обоих крыльев, но при более интенсивном проседании сброшенного крыла. Вместе с тем движение по сбросам было непродолжительным и, следовательно, конседиментационность их определяется только интервалом осадков в этом отрезке времени. Нефтяные и газовые месторождения в зоне Виксбург обнаружены только на участках, где у сбросов фиксируется изгиб пластов, несогласный с направлением регионального наклона, т. е. образуется замкнутая структурная форма. Это явление обратного волочения объясняется гравитационным оползанием пород или дифференцированным движением по сбросу, наклон плоскости сместителя которого с глубиной (см. рис. 34) уменьшается (Hamblin, 1965), а также гравитационным оползанием пород в зоне антитетических сбросов и грабенов при выполаживании с глубиной плоскости главного сброса регионального разлома.

В Магдаленской провинции, расположенной на севере Южной Америки между Восточными и Центральными Кордильерами, залежи нефти экранируются сбросами продольной и поперечной ориентировки только на месторождениях Веласкес и Кантагалло. Остальные месторождения связаны с брахиантиклинальными складками.

Месторождение Кантагалло находится в юго-восточном опущенном крыле крупного продольного, видимо, глубинного сброса, осложняющего наклоненную к востоку моноклираль. Ловушка замыкается с запада основным сбросом, с востока — моноклиральным наклоном пород, с севера — изгибом основного сброса и на юге — поперечным сбросом. Основной продуктивный нефтяной горизонт, приуроченный к эоценовым песчаникам, контактирующим по сбросу с метаморфизованными породами домелового возраста, залегает на глубине 1,3—2,3 км. Нефть тяжелая ($0,93 \text{ г/см}^3$). Ее общая добыча небольшая — за 15 лет 0,9 млн. т.

Несколько больше добыча (за 18 лет 11,3 млн. т) на месторождении Веласкес, где начальные запасы составляли 29 млн. т. Ловушки для нефти экранированы основным продольным и мелкими поперечными сбросами, осложняющими моноклиральный наклон слоев опущенного крыла основного разлома. Нефть очень тяжелая. Ее плотность составляет 0,88—0,94 (в эоценовых отложениях) и 0,94—0,97 г/см^3 (в олигоценых), в общем

уменьшаясь с глубиной и вниз по падению пород. Общая мощность продуктивной толщи достигает 900 м, а глубина залегания продуктивных горизонтов — 1,2—1,8 км. Пластовые давления в залежах близки к гидростатическим. Все сбросы на месторождении Веласкес служат экранами, и каждый блок имеет свои контуры нефтеносности и водо-нефтяные контакты. Сбросы являются экранами для нефти даже в том случае, когда продуктивные горизонты контактируют с водоносными песчаниками соседнего блока.

Глубинные сбросы Восточно-Европейской платформы, описанные в работах Р. Н. Валева, В. Д. Наливкина, Н. В. Неволлина, Л. Н. Розанова, А. И. Суворова и др., также играли существенную роль в накоплении и размещении нефтяных и газовых месторождений. Внутри Волго-Уральской провинции разломы имеют мозаичное расположение. Они ограничивают крупные сводовые поднятия типа Токмовского и Татарского сводов, грабеи (Казанско-Кировский, Верхнекамский, Абдулинский), удлиненные поднятия или валы (Сурско-Мокшинский, Жигулевский и др.). На ориентировку разломов Волго-Уральской провинции, по мнению А. И. Суворова (1973), влияли, с одной стороны Балтийско-Украинская структурная дуга, а с другой — складчатая система Урала. Поэтому в ее западной части преобладают северо-западные и северо-восточные разломы, огибающие дугу, а на востоке — близмеридиональные и близширотные, продольные и поперечные Уралу. Развиты также разломы дугообразной (Московско-Кировская зона, Жигулевская флексура, разломы Абдулинско-Серноводовского и Бельско-Илекского прогибов) и округлой (на периферии Токмовского и Татарского сводов) ориентировок.

На этой территории выделяют разломы доплатформенной и платформенной стадий развития. Первые фиксируются главным образом по геофизическим данным и трассируются иногда весьма условно. Н. В. Неволлин и др. (1968) подразделяют дорифейские разломы на два направления: северо-западное и северо-восточное. Например, в Пачелмском авлакогене преобладают продольные разломы северо-западной ориентировки, в строении которых участвуют породы высокой плотности предположительно архейского возраста, переработанные протерозойскими складчатыми процессами. По данным А. Я. Яроша (1966), в восточной части Волго-Уральской провинции раннепротерозойские разломы близширотного и близмеридионального простирания разграничивают крупные блоки кристаллического фундамента, отличающиеся друг от друга внутренней структурой и простиранием складчатых систем, степенью проявления магматизма и его составом.

Некоторые разломы древнего архейского или протерозойского заложения развивались также в платформенном этапе формирования Волго-Уральской провинции. Многие разломы

являются новообразованными. Их простираие не согласуется с ориентировкой древних глубинных разломов и докембрийской складчатости. Они оказывали огромное влияние на образование тектонических структур, а также мощность и фацальный состав осадочного, а иногда и осадочно-вулканогенного чехла. Выделяемые в основном по геофизическим данным Большекинельский, Жигулевский, Рязано-Саратовский и другие разломы сопровождаются дайками диабазов в бавлинской серии Западной Башкирии (Серафимовская, Орыбаш и др.) и контролируются интрузивными образованиями преимущественно основного состава, что свидетельствует о глубинном заложении этих разломов. Это подтверждается длительностью их развития. Так, Большекинельский разлом, заложный в докембрии, развивался в послепермское, третичное и современное время. Жигулевский разлом, возникший не позже живета, проявлял активность и в послекачагильское время (Кудрявцев, 1963).

В восточной части Волго-Уральской провинции раннепротерозойские разломы близмеридионального и близширотного простираия часто разграничивают крупные блоки кристаллического фундамента, отличающиеся друг от друга внутренним строением и простираием складчатости, степенью проявления магматизма и его составом. Многие разломы древнего архейско-протерозойского заложения развивались в осадочном чехле. К этим и новообразованным разломам приурочиваются цепочки часто нефтегазоносных локальных поднятий, иногда двойных, если разломы состояли из парных разломов или разрывов, разграничивающих две ступени (Муханская и Дмитриевская линии заволжской части Жигулевского разлома, две линии Самарских дислокаций и пр.). На тех участках, где проявляется больше ступеней, например в зоне Доно-Медведицких дислокаций, возникает больше линий концентрации месторождений. Поднятия выделяются на каждой ступени и формируются, как правило, на приподнятых крыльях флексур. Причем последние имеют чаще всего бóльшие амплитуды и размеры, чем поднятия, приуроченные к опущенным крыльям разрывов на Туймазинском, Большекинельском и других разломах.

Образование цепочек локальных поднятий обусловлено реверсивными движениями блоков докембрийского фундамента в зонах глубинных разломов на Восточной, Большекинельской, Байтуганской, Серафимовской, Жигулевской, Елховско-Буровской и других ступенях. При реверсивных движениях блоков образуются поднятия, крутые крылья которых обращены как в сторону приподнятых, так и опущенных ступеней (Доно-Медведицкие, Большекинельские).

Платформенные разломы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции хорошо отражаются в магнитном и реже в гравитационном полях. В слоях осадочного чехла они фиксируются системой затухающих сбросов и взбросов, флексур, валов и зон ло-

кальных поднятий. Разрывы чехла (Валеев, 1970) часто ассоциируют с флексурами амплитудой до 80—100 м и более, причем амплитуда разрыва всегда меньше амплитуды флексур. К разломам нередко тяготеют интрузии габбро-норитов, долеритов, диабазов и других эффузивов основного ряда. Радаевской, Гусихинской, Сырьанской, Казакларской, Бондюжской, Новоелховской, Арлеанской и другими скважинами вскрыты основные лавы и туфы среднего и верхнего девона. В породах кристаллического фундамента разломы образуют зоны дробления и милонитизации. Плоскости сбрасывателей этих разрывов часто наклонены под углом 60—80°. Многие глубинные сбросы достигают базальтового слоя, а некоторые проникают даже в мантию (Уразаев, 1970).

Наиболее глубоко заложены и регионально распространены разломы близмеридиональной ориентировки. Вятская зона разломов, по представлениям Р. Н. Валеева (1970), имеет близмеридиональную ориентировку, прослеживаясь от Тимана до Жигулевского свода на 950 км. Ее ширина 30—80 км. К ней приурочен Казанско-Кировский грабенообразный прогиб с мощной толщей рифейских и девонских отложений. С разломами связаны зоны милонитизации пород, вулканические проявления интрузии основных пород. По данным Е. Д. Войтовича и др. (1971), Казанско-Кировский грабен, заполненный бавлинскими образованиями, в пермских отложениях выражен так называемым Вятским валом, возникшим над ними в результате реверсивных движений блоков вдоль разломов, создавших грабен.

Грабенообразные прогибы северо-восточной ориентировки выделяются восточнее Казанско-Кировского прогиба и Токмовского свода на моноклинальном склоне Восточно-Европейской платформы. С западной зоной краевого разлома Бузатовско-Шайбакского грабенообразного прогиба совпадает цепочка небольших размеров месторождений нефти с залежами в регионально нефтеносном терригенном девоне (рис. 35).

Такие месторождения нефти, как Ромашкинское, Новоелховское и др., также связаны с регионально нефтеносными терригенными отложениями девона. Они приурочены к Альметьевскому и Акташско-Новоелховскому выступам крупного Татарского свода, имеющего по поверхности фундамента длину 380—400, ширину 200 км и амплитуду 1500 м. Нефтесодержащие и экранирующие нефть горизонты этих месторождений почти не нарушены разрывами. Предполагается развитие на периферии Татарского свода разломов древнего заложения близмеридионального простирания.

Некоторые исследователи считают, что один из таких близмеридиональных палеоавлакогенов (Сулюковский), образованный парными разломами, разделяет Татарский свод на Альметьевский и Акташско-Новоелховский выступы. В этом грабенообразном прогибе кровля нефтесодержащего горизонта D_1

резко погружается, и нефтяные горизонты не разбиты (Егоров и др., 1968, рис. 12). К разломам, формировавшим близмеридиональный Алтунино-Шунакский палеоавлакоген, на западном крыле Томаковского свода приурочены две цепочки небольших месторождений нефти в девонских отложениях.

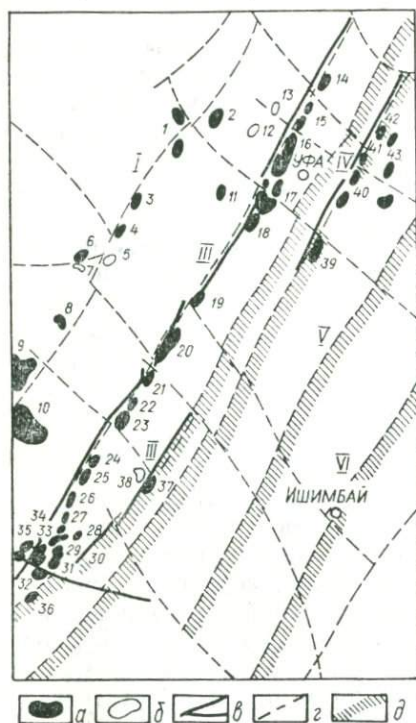


Рис. 35 Схема совмещения грабенообразных прогибов, установленных бурением, с зонами разломов, выявленных по данным геофизических полей на восточном склоне Восточно-Европейской платформы:

a — месторождения нефти с залежами в терригенном девоне; *b* — месторождения, в которых залежи нефти в терригенном девоне не выявлены; *в* — линии грабенообразных прогибов, установленных бурением; *г* — разломы фундамента по данным геофизических полей; *д* — участки, перспективные для поисков залежей нефти. Грабенообразные прогибы: I — Янышевско-Шкаповский, II — Сергеевско-Хомутовский, III — Бузатовско-Шайбаковский, IV — Тавгимаповско-Бекетовский, V — Кебачевско-Культобинский, VI — Красноустьинско-Ишимбайский. Месторождения: 1 — Янышевское, 2 — Кушнарское, 3 — Санниковское, 4 — Каргалинское, 5 — Петропавловское, 6 — Ташлинское, 7 — Аниновское, 8 — Усень-Ивановское, 9 — Белебеевское, 10 — Шкаповское, 11 — Чишминское, 12 — Волковское, 13 — Гуровское, 14 — Благовещенское, 15 — Северо-Сергеевское, 16 — Сергеевское, 17 — Южно-Сергеевское, 18 — Алкинское, 19 — Искандеровское, 20 — Казангуловское, 21 — Раевское, 22 — Алдаровское, 23 — Шафрановское, 24 — Конибековское, 25 — Сатаевское, 26 — Азнаевское, 27 — Вознесенское, 28 — Демское, 29 — Ильинское, 30 — Восточно-Пономаревское, 31 — Отрадненское, 32 — Северо-Алябьевское, 33 — Пономаревское, 34 — Северо-Самодуровское, 35 — Самодуровское, 36 — Алябьевское, 37 — Кочегановское, 38 — Никольское, 39 — Бекетовское, 40 — Турбаслинское, 41 — Алатарское, 42 — Тавгимаповское, 43 — Загорское.

Ромашкинское нефтяное месторождение расположено на Альметьевском выступе Татарского свода (Егоров и др., 1968, рис. 10). Основная залежь связана с песчаниками пашийского горизонта девона (пласт D_1), который состоит из пяти нефтеносных прослоев с единым водо-нефтяным контактом. Значительно меньшие по размерам залежи встречены также в других горизонтах девона и нижнего карбона.

На Акташско-Новоелховском выступе находится Новоелховское месторождение, где промышленные залежи нефти установлены в кыновских и пашийских отложениях девона, в карбонатных породах турнейского яруса и в бобриковском горизонте нижнего карбона.

В площадном размещении некоторых девонских месторождений улавливается отчетливая связь с древними разломами, террасами и грабенообразными прогибами (многие мелкие нефтяные месторождения располагаются на гипсометрически припод-

нятых участках террас, сопряженных по разрывам с бортами древних прогибов). Эту связь Е. Д. Войтович и др. (1971) объясняют тем, что к бортам прогибов тяготеют положительные локальные структуры, благоприятные для накопления флюидов, мигрировавших по песчаным коллекторам из осевых частей прогибов в бортовые участки. Склоны прогибов, осложненные разрывами и флексурами, отличались резкой сменой фациальных условий, что способствовало формированию литологически экранированных залежей.

Н. А. Кудрявцев (1963) эту связь усматривал в миграции нефти с глубины по зонам разломов. Основанием для такого заключения послужила широкая приуроченность нефтяных месторождений к зонам глубинных разломов (см. рис. 35), а также связь залежей с песчанистыми горизонтами девона, залегающими на кристаллических породах докембрия и не способных, по мнению Н. А. Кудрявцева (1963), генерировать нефть из содержащихся в песчаниках отложений, лишенных органических остатков. З. Л. Маймин (1961) также допускает, что формирование Ромашковского месторождения можно объяснить только миграцией нефти из глубины. Вместе с тем Л. Ф. Солонцев (1951) считает, что нефтепроизводящими могут быть не только терригенные породы девона, но и верхнебавлинской серии, так как они накапливались в слабовосстановительной (наличие пирита и сидерита) среде и содержание органического вещества, а в нем битума примерно такое же, как и в терригенном девоне ($C_{орг} 0,2-0,3$, участками до 1%).

Для доказательства глубинного происхождения нефти Урало-Волжской провинции Н. А. Кудрявцев ссылается также на то обстоятельство, что такое колоссальное количество нефтяного битума, сконцентрированного в верхнеказанских песчаниках и известняках (до 15 млрд. т) северной половины Мелекесской впадины, невозможно за счет органики ее осадочной толщи и что основную роль в этом процессе играла сетка ортогональных и диагональных разломов. Один из таких разломов (Нурлатовский) создал в осадочной толще узкий прогиб, по обе стороны от которого обнаружены локальные, часто погребенные поднятия. Ширина прогиба в осадочной толще отвечает грабену в фундаменте. В зоне этого разлома встречаются многочисленные нефтепроявления. В Куйбышевской области (с. Садки) вертикальные «жилы» асфальта заполняют разлом на глубину нескольких сотен метров. Расположение их в зоне отсутствия соленосных и глинистых покрышек свидетельствует о вертикальной миграции флюидов в пермские отложения (Аширов, 1966).

Приведенные примеры, а также приуроченность других месторождений к зонам разломов доказывают влияние последних в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на пространственное размещение нефтяных и газовых месторождений. Хотя не с каждым разломом связаны месторождения и далеко не к

каждому месторождению тяготеет разлом, однако связь эта в Волго-Уральской провинции фиксируется четче, чем в других регионах. Вместе с тем к зонам разломов тяготеют, как правило, небольшие месторождения. Наиболее крупные, например Ромашкинское нефтяное месторождение, располагаются вдали от активных разломов. Здесь выделяются только слабовыраженные девонские разломы в докембрийском фундаменте. Хотя Татарский свод, к наиболее высокой части которого приурочено Ромашкинское месторождение, и окружен разломами, играющими, по мнению Н. А. Кудрявцева, роль основных путей миграции поступающей по разломам глубинной нефти, однако двигалась ли нефть по разломам или преобладала боковая миграция флюидов из нефтематеринских толщ Верхнекамской, Абдулинской, Серноводовской, Бавлинской, Казанско-Кировской и других впадин, — уверенно сказать пока трудно.

Ромашкинское нефтяное месторождение приурочено к южной вершине Татарского свода. В его пределах основные залежи нефти связаны с регионально нефтегазоносной терригенной частью девонских (пашийский горизонт), а второстепенные — с вышележащими турнейскими и бобрискими образованиями на отдельных локальных поднятиях, осложняющих Ромашкинскую структуру. В бобрискском горизонте Альметьевского выступа насчитывается до 70 небольших залежей. Разрывов в осадочной толще на этой структуре не фиксируется. Нет их также на Бавлинском, Туймазинском, Ульяновском и других нефтяных месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На месторождениях, тяготеющих к разломам, которые ограничивают Прикаспийскую впадину, Абдулинско-Серноводовский и другие авлакогены, разрывы четко фиксируются в докембрийских, девонских, а иногда и вышележащих отложениях.

Изучение структурных планов девонских, каменноугольных, верхнепермских и мезозойских отложений на Приволжском, Розовском, Южно-Степановском и других месторождениях (Великов и др., 1973) показало, что девонский (живетско-среднефранский) план не совпадает с каменноугольно-пермским, а оба они соответствуют верхнепермскому и мезозойскому. Вместе с тем устанавливается определенная взаимосвязь рельефа предтатарской поверхности с дизъюнктивной тектоникой девонских слоев, проявляющаяся в наличии долин, тальвегов, трещиноватости, карстообразовании и пр.

Приуроченность внутриразломных горстов и грабенов к глубинным разломам

Глубинные разломы, особенно парные, благодаря автономной тектонической активности способствовали проседанию или выжиманию внутриразломных блоков, образуя желобообразные грабены и горсты.

Е. Е. Милановский (1962) на примере Кавказа установил, что в фазы общих поднятий и растяжений глыбы коры, разделенные шовной зоной, приподнимаются, а сама зона погружается и в ней создаются грабенообразные прогибы. В фазы общего погружения глыбы опускаются, в шовной зоне происходит «выпираание блоков» и формируется горст. Хотя эти выводы в целом справедливы, однако проведенный анализ показывает, что в зонах глубинных разломов на фоне общетектонических напряжений зачастую возникают автономные тектонические напряжения, приводящие к локальной инверсии геотектонического режима, способствующей образованию внутриразломных горстов и грабенов.

Горсты, или выступы, обычно имеющие небольшую ширину, простираются на сотни километров и при наличии хороших экранов, покрывающих регионально-нефтегазоносные толщи, нередко содержат гигантские месторождения нефти и газа. Рассмотрим некоторые примеры.

На Аравийской плите по комплексу геолого-геофизических критериев выделяется система северо-западных и северо-восточных или близмеридиональных разломов (рис. 36), подтвержденных данными дешифрирования космических снимков (Скарятин, 1973). К разломам приурочены выступы, или горсты фундамента, на которых выявлены гигантские месторождения нефти (Большой Бурган, Гхавар и др.). Иногда эти месторождения тяготеют к зонам пересечения различно ориентированных разломов, расположенных к югу от глубинного разлома — Предзагросского краевого шва, разделяющего Аравийскую плиту и складчатую систему Загроса.

Месторождения-гиганты находятся в перикратонном прогибе, который примыкает к Персидскому заливу, где выделяются с севера на юг следующие элементы: Басра-Кувейтская впадина, структурная терраса Хаза, Катарское сводовое поднятие и синеклиза Руб-ель-Хали (Успенская и др., 1972, рис. 40). Структурные элементы отличаются различным литофациальным составом и мощностью пород верхнего мезозоя и кайнозоя. Это крупные

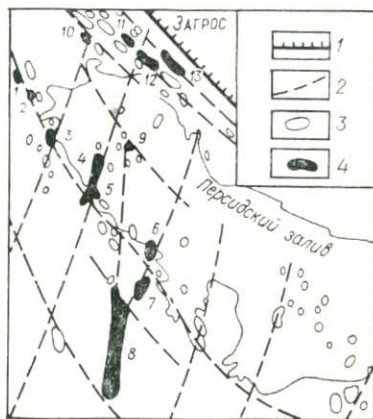


Рис. 36. Пространственное размещение месторождений углеводородов и региональных разломов Восточного склона Аравийской плиты:

1 — Предзагросский краевой шов; 2 — разломы; 3 — крупные и гигантские месторождения углеводородов; 4 — уникальные месторождения углеводородов с извлекаемыми запасами более 1 млрд. т условного жидкого топлива (цифры на карте): 1 — Румейла, 2 — Раудхатеин, 3 — Большой Бурган, 4 — Сафания-Хафджи, 5 — Манифа, 6 — Катиф, 7 — Абкаик, 8 — Гхавар, 9 — Ферейдон, 10 — Марун, 11 — Ага-Джари, 12 — Пазанан, 13 — Геч-Саран.

поднятые и опущенные сегменты перикратонного прогиба Аравийской плиты, разделенные поперечными разломами, трассируемыми через Месопотамский прогиб и Персидский залив.

Басра-Кувейтская впадина и терраса Хаза, где суммарная мощность меловых и палеогеновых отложений достигает соответственно 3200 и 1350 м, осложнены валообразными поднятиями близмеридионального простирания, которые прослеживаются на сотни километров и почти не выражены в кайнозойских горизонтах. Они имеют асимметричное строение с плоским сводом, осложненным локальными поднятиями с промышленными скоплениями нефти, и крутыми линейными крыльями, разбитыми сбросами. Мощность слагающих выступы пород уменьшается к сводам. В фундаменте им отвечают горстовые блоки, испытывавшие дифференцированные движения по разрывам, видимо, в зонах глубинных разломов.

В Кувейтской дуге, представляющей собой слегка изогнутое валообразное поднятие длиной 250 км, видимо, осложненной двумя разломами (рис. 36), приурочены месторождения нефти Зубаир, Большой Бурган, Минагиш (Кувейт), Варфа (бывшая нейтральная зона Кувейта) и др. Сверхгигантское месторождение нефти Бурган с извлекаемыми запасами 9,4—11,3 млрд. т обеспечивает годовую добычу свыше 120 млн. т. Предполагается, что Бурганская структура на глубине осложнена солью. Размер складки по кровле сеноманских известняков 40×14 км с углом падения на крыльях до 3° (Успенская и др., 1972, рис. 42). Она состоит из трех сводов, осложненных радиальными и параллельными сбросами амплитудой 30—90 м, обычно затухающими с глубиной. Основные залежи находятся на глубине 1,7—2,3 км. Дебиты скважин достигают 2000 т/сут. К югу от Кувейтской дуги в Саудовской Аравии выделяется еще один вал, к которому приурочено крупнейшее в мире месторождение нефти — Сафания-Хафджи с запасами 3,5 млрд. т нефти, расположенное в узком горстообразном поднятии длиной 62 км.

В нефтеносной области террасы Хозе на территории Саудовской Аравии наиболее крупной зоной нефтегазонакопления является громадное валообразное поднятие Эн-Нала размерами 225×25 км и амплитудой по кровле свиты Араб до 370 м. В его пределах выделяется пять локальных поднятий, с которыми связано сверхгигантское месторождение Гхавар с запасами 10,7 млрд. т нефти. Структуре соответствует четкий гравитационный максимум. В свите Араб на глубине 1550—1750 м заключены четыре горизонта. От северной части вала Эн-Нала отходит несколько ветвей. К восточной приурочены гигантские месторождения Абкиак и Катиф (см. рис. 36) с запасами соответственно 1,2 и 1,7 млрд. т нефти.

Высокую нефтегазоносность Аравийской провинции Н. Ю. Успенская и др. (1972) объясняют геотектоническим положением в перикратонном прогибе, ограничивающем поднятие

Арабо-Нубийского щита; устойчивым опусканием зоны прогиба и поднятием щита, которые могли обеспечить постоянство гидродинамических градиентов; дислоцированностью перикратонного прогиба на отдельные неравномерно погружавшиеся блоки, что способствовало появлению больших градиентов мощности юрских и меловых образований, с которыми связаны месторождения-сверхгиганты; наличием внутри прогиба древних разломов, способствовавших формированию крупных валобразных поднятий, развивавшихся унаследованно с начала мезозоя, и солянокупольных структур; региональным распространением и благоприятной фациальной выдержанностью на больших площадях нефтегазоносных комплексов высокой проницаемости и наличием в разрезе эвапоритовых пород, являющихся прекрасными покрывками.

В грабенообразной впадине Сырт, расположенной в восточной части Ливии, на северном погружении Африканской платформы, домеловой фундамент расчленен разломами на многочисленные блоки, образующие эрозионно-тектонические выступы. Впадина Сырт начала формироваться в позднемеловое время и продолжала развиваться до конца миоцена. В конце маастрихта образованные в зонах разломов и на периферии выступы были сnivelированы. Мезозойские структуры генетически связаны с разломами и выступами фундамента. Они имеют форму пологих брахиантиклиналей с углами падения на крыльях несколько градусов, иногда осложненных рифовыми массивами или сбросами в нижней части платформенного чехла. Простираение этих поднятий совпадает с ориентировкой разломов, пересекающих впадину.

Все месторождения провинции Сырта заключены преимущественно в мезо-кайнозойских породах, приуроченных к крупным локальным поднятиям, осложняющим центральную часть и склоны впадины. Месторождение Сарир является гигантским. Его извлекаемые запасы составляют 1,1 млрд. т нефти, приуроченной к эрозионному тектоническому выступу фундамента сложного блокового строения (рис. 37). В ядре поднятия прослеживается горстообразный блок фундамента. Залегающие на фундаменте верхнемеловые базальные песчаники мощностью 140—625 м нефтегазоносны. Залежь высотой до 90 м подстилается водой и несогласно перекрывается трансгрессивной толщей глины и глинистых сланцев верхнего мела.

Крупные горсты в фундаменте Африканской платформы выделяются на территории Алжира. По данным Н. Ю. Успенской и др. (1972, рис. 27, 28), к северу от Туарегского массива отходят разломы с тремя основными ветвями близмеридиональной ориентировки, которые разделяют фундамент Сахарской впадины на поднятые и опущенные глыбы, отраженные в строении осадочного чехла сложнопостроенными сводовыми поднятиями, крупными валами и синеклизами. Фундамент разбит разломами

на блоки, образующие горстовые поднятия, которые в рельефе фундамента выделяются в виде погребенных кражей. На последних мощность палеозойских отложений сокращена, и на них несогласно ложатся породы мезо-кайнозоя. С запада на восток выделяются три крупных сводовых поднятия: Иджеране-Хасси-Р'Мель-М'Заб, Амгид-Хасси-Мессауд и Эль-Биод-Хасси-Туарег.

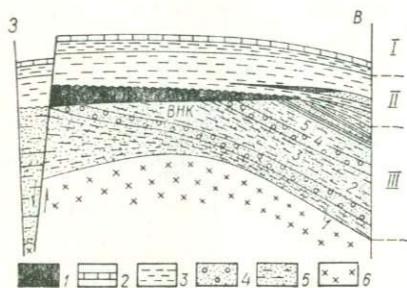


Рис. 37. Схематический геологический разрез месторождений Сарир (Ливия). (По Д. Джиллспи и Р. Сэнфорду, 1967).

1 — залежи нефти; 2 — известняки; 3 — глины и глинистые сланцы; 4 — песчаники; 5 — глинистые песчаники; 6 — докембрийский кристаллический фундамент. Верхний мел: I — морские глинистые сланцы и известняки; II — трансгрессивная серия; III — базальные песчаники.

вую структуру фундамента. Он осложнен разрывами, образующими грабены и горсты. В мезозойском ярусе разрывы еще проявляются, а в верхнемелово-кайнозойском все структуры имеют пликативную форму без разрыва сплошности горизонтов.

В пределах Иджеране-Хасси-Р'Мельского мегавала выделяется одноименная нефтегазоносная область. Здесь находится уникальное газоконденсатное месторождение-сверхгигант Хасси-Р'Мель с запасами свыше 2 трлн. м³ газа и 300 млн. т конденсата. Газоносны три песчаниковых горизонта в базальных образованиях триаса на глубинах 2,1—2,2 км, залегающих непосредственно на породах кембрия — ордовика и перекрытых пятьсотметровой региональной соленосной толщей триаса. В южной части мегавала выявлено свыше 25 преимущественно газовых месторождений, из которых самыми крупными являются месторождения Джебель-Берга и Ин-Салах.

Месторождение Хасси-Мессауд находится на Амгид-Хасси-Мессаудском выступе в алжирской части пустыни Сахары. Оно простирается на 560 км и по геологическим запасам (5 млрд. т) занимает 10-е место среди крупнейших месторождений нефтедобывающих стран мира. Нефть установлена в кембрийских песчаниках, залегающих на глубине 3,3 км. Залежь приурочена к крупному куполу с частично размытым сводом. Рост купола произошел в девоне, т. е. в конце герцинских горообразователь-

ных движений. По представлениям А. Балдуччи и др. (1973), в начале мезозоя образовались разрывы и разломы, способствовавшие внедрению андезитовых лав и проседанию блоков земной коры, хотя на структурных картах в своде Хасси-Мессауд, как и в Токмовском, разрывов в маркирующих горизонтах не выделяется. Вместе с тем наличие структурно-пониженных участков, вытянутых в своде купола, свидетельствует о возможном развитии здесь сбросов, очевидно, глубокого заложения, поскольку к этой зоне тяготеет область распространения андезитов, заполняющих неровность размываемой палеозойской поверхности. Дислоцированные региональными разломами погружающиеся участки заполнялись породами пермо-триасового возраста, в результате чего на поднятии Хасси-Мессауд накопилась трехтысячметровая толща мезозойских отложений.

Нефтяная залежь характеризуется ловушкой комбинированного типа. В крыльевой части залежи контролируются структурной ловушкой, а в своде — поверхностью несогласия. Водонефтяной контакт установлен на глубине 3440 м. Пористость единого резервуара песчаников составляет 2—12%, а проницаемость — 0—1000 мдарси. Химический анализ недонасыщенной газом нефти показал ее высокую степень зрелости, что характерно для палеозойской нефти. Плотность нефти 0,810 г/см³.

Гигантское месторождение Ла-Пас (см. рис. 19) с запасами до 140 млн. т нефти и расположенное северо-восточнее от него месторождение Мара (см. рис. 18) приурочены к выступу фундамента северо-восточной ориентировки. Разрывы, осложняющие выступ, падают к юго-востоку и простираются параллельно разлому Периха северо-восточной ориентировки. На западе Венесуэльско-Тринидадской нефтегазоносной провинции находится Ла-Пасский горст, который располагается в 40 км от главного сместителя разлома Периха. Это дает некоторое основание предполагать, что в формировании Ла-Пасского выступа определенную роль играла мобильность разлома Периха.

В центральной части Западной провинции США выделяют близмеридиональные глубинные разломы, по которым породы докембрия приподняты и образуют эрозионно-тектонический выступ Немаха и др. Кряж Немаха прослежен бурением с юга на север на расстоянии 700 км. Он, возвышаясь до 600 м над поверхностью фундамента, причленяется к выступу фундамента Сиу. На юге в его пределах отложения докембрия вскрыты на глубине 1600 м. На этом выступе установлены месторождения Оклахома-Сити, Вест-Эдмонт и Эльдорадо.

Запасы нефти гигантского месторождения Оклахома-Сити составляют 144,8 млн. т нефти. Залежи связаны с хорошо выраженной, разбитой сбросами антиклинальной складкой. В истории тектонического развития этой антиклинали Л. Гейтвуд (1973) выделяет три этапа: коробление, образование разрывных нарушений и эрозионное срезывание. Разлом, органичивающий

складку с востока, является нормальным сбросом с вертикальной амплитудой 720 м. Этот разлом сыграл решающую роль при аккумуляции нефти на приподнятом блоке структуры. Л. Гейтвуд (1973) полагает, что нефть и газ мигрировали в образовавшуюся ловушку в то время, когда формировался сброс вдоль восточной границы месторождения. На последнем насчитывается около восьми основных продуктивных горизонтов ордовикского возраста с единым водо-нефтяным контактом на отметке — 1620 м.

Рост складки и осложняющего складку разрыва, вероятно, был непрерывно-прерывистым. Судя по несогласному залеганию пенсильванских отложений на различных горизонтах ордовика (рис. 38), эта антиклиналь, разорванная сбросом, существовала в допенсильванское время. Дальнейшее опускание восточного крыла поднятия происходило вплоть до отложения формации Пахуска. Образование сброса сопровождалось также горизонтальным смещением, что явилось причиной высокой степени трещиноватости карбонатных пород Арбакл. Трещины служили путями движения вод, способствовали развитию пустот выщелачивания, заполненных значительными объемами нефти. «Асфальты в песчаниках Симпсон и в известняках Арбакл вблизи свода на контакте пенсильванских пород и отложений группы Арбакл и Симпсон и переотложенные асфальты в керне из базальной части отложений пенсильвания служат указанием на интенсивные процессы нефтеобразования в предпенсильванский период» (Гейтвуд, 1973, с. 196).

Горизонтальное смещение по сбросу способствовало, по мнению Л. Гейтвуда, образованию небольших куполов, вытянутых цепочкой, располагающихся кулисообразно или по диагонали по отношению к главному разрыву или в извилистых зонах, особенно в сводовой части, где по главному разлому установлены максимальные смещения. Судя по ориентировке плоскости сброса (Гейтвуд, 1973, рис. 13), свод антиклинали Оклахома-Сити приурочен к отклонению простираения плоскости сбрасывателя разлома с близмеридионального на северо-западное, что при правостороннем сдвиге (см. рис. 3, 10) должно способствовать формированию складки. Накопление свыше 23 залежей нефти Л. Гейтвуд (1973, рис. 10) объясняет расположением складки Оклахома-Сити на южной периклинали мобильного погребенного хребта Немаха, который в свою очередь пересекает северо-восточную окраину впадины Анадарко; наличием мощного разреза с регионально нефтегазоносной толщей массивных доломитов Арбакл, боковая миграция по которым экранировалась региональным сбросом амплитудой свыше 600 м; вертикальной миграцией нефти и газа, обусловленной региональным перерывом и несогласным залеганием пенсильванских отложений, впоследствии частично осложненных длительно развивающимся разрывом.

и пенсильванских слоев достигает 4,5 км. Общая протяженность зоны Вичита — Амарильо более 550 при ширине до 80 км.

С погребенным выступом Амарильо связано гигантское нефтегазовое месторождение Панхендл. Гранитный выступ Амарильо представлен трещиноватыми и выветренными породами, на которых залегают пермские грубозернистые аркозовые пески с гравием и валунами, содержащими громадную газовую за-

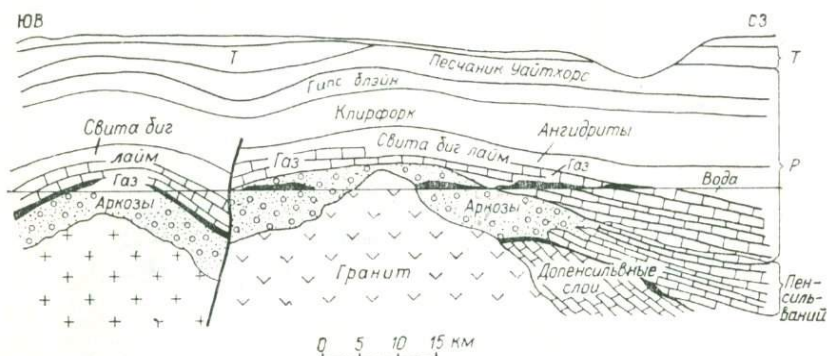


Рис. 39. Разрез нефтегазоносной площади Панхендл (по Фергюсону и Вернону).

лежь (рис. 39). Длина залежи 200 км, высота 400 м. Массивная залежь с единым водо-газовым контактом на отметке 48 м в южной части приурочена к трещиноватым гранитам, аркозовым песчаникам пенсильванского горизонта и пермским доломитам свиты Биг-Лайм, залегающим под пермскими ангидритами. По мнению Л. Пипина (1973), нефтематеринскими породами, очевидно, служили морские глинистые сланцы, откуда нефть и газ мигрировали в осадки продуктов разрушения гранитов, являющихся своеобразными каналами. На месторождении Панхендл по состоянию на 1 января 1967 г. добыто 155,9 млн. т. нефти. Извлекаемые запасы газа составляют 900 млрд. м³.

В Доно-Днепровском рифте к приразломным выступам докембрийского фундамента, расположенным с его внутренней стороны, приурочены нефтяные месторождения в девонских отложениях на Речицком выступе в Припятском прогибе, а также в нижнекаменноугольных отложениях на Плисковско-Лысогоровском и Липоводолинском выступах в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области. Отличительной особенностью выступов южной разломо-пары Барановичско-Астраханского разлома является расположение осложняющих их продольных разрывов. Если на Речицко-Шатилковской продольной ступени система разрывов общей амплитудой до 2,5 км осложняет южное крыло ступени (см. рис. 28),

то Липоводолинский надразломный выступ осложнен двумя продольными разрывами, осложняющими южное и северное крылья, падая соответственно в южном и северном направлении (Гавриш, 1975, рис. 4). Промышленные скопления нефти выявлены в подсолевых и межсоловых отложениях девона на Речицко-Шатилковской ступени и в нижнекаменноугольных горизонтах на Анастасьевском и других брахиантиклинальных поднятиях на Липоводолинском выступе.

Внутриразломные и приразломные грабены или желобообразные прогибы известны в различных нефтегазоносных областях.

Сочленение Восточно-Европейской и Западно-Европейской платформ происходит по системе глубинных разломов (линия Тейссера — Торнквиста), образующих в фундаменте сложный грабен. Промышленных скоплений нефти или газа в этой зоне пока не выявлено (Успенская и др., 1972, рис. 2). Фундамент Западно-Европейской эпипалеозойской платформы дислоцирован разломами трех основных направлений от северо-западного до широтного (герцинского), от близмеридионального до северо-северо-восточного (рейнского) и запад-северо-западного (западно-североморского). Существенную роль в ориентировке разломов и разрывов сыграло Рейнско-Зеландское поперечное поднятие, простирающееся в северо-восточном направлении. Оно находится в створе Рейнского и Балтийского выступов (Успенская и др., рис. 2) и разделяет Северное и Балтийское моря. Это крупнейшее поднятие проходит через всю Западную Европу и дислоцировано системой разломов, выделяемых Р. Цвергером под названием первой, второй и третьей рейнских зон (рис. 40). Последние способствовали обособлению глубоких юрских трогов: Гифгорн, Гамбургского и Брамштедт-Кильского, лежащих в пределах разломов.

Трог Гифгорн длиной 100 и шириной 20—30 км прослеживается в 1-й рейнской зоне разлома. В его пределах кровля триасовых отложений залегает на глубине 7 км, а мощность лейассовых и доггерских образований превышает 1,7 км. Он сильно осложнен соляной тектоникой. К северо-западу от него выделяются трог Гамбургский, Брамштедт-Кильский и Хайде, где мощность образований лейаса и доггера достигает 1—1,5, а кайнозой — 1,5—3,5 км. Солянокупольные структуры, содержащие многочисленные месторождения нефти, тяготеют в основном к разрыву, ограничивающему трог Гифгорн с запада. Соляное тело залегает под нижнемеловыми отложениями. Нефтяные горизонты приурочены к среднеюрским породам мощностью свыше 1000 м. Юрские и неокомские образования, размытые в предальбское время на бортах трога, местами содержат структурно-литологические и структурно-стратиграфические залежи нефти. В краевых частях трога развиты линейно ориентированные соляные купола сложного строения, с которыми связаны нефтяные

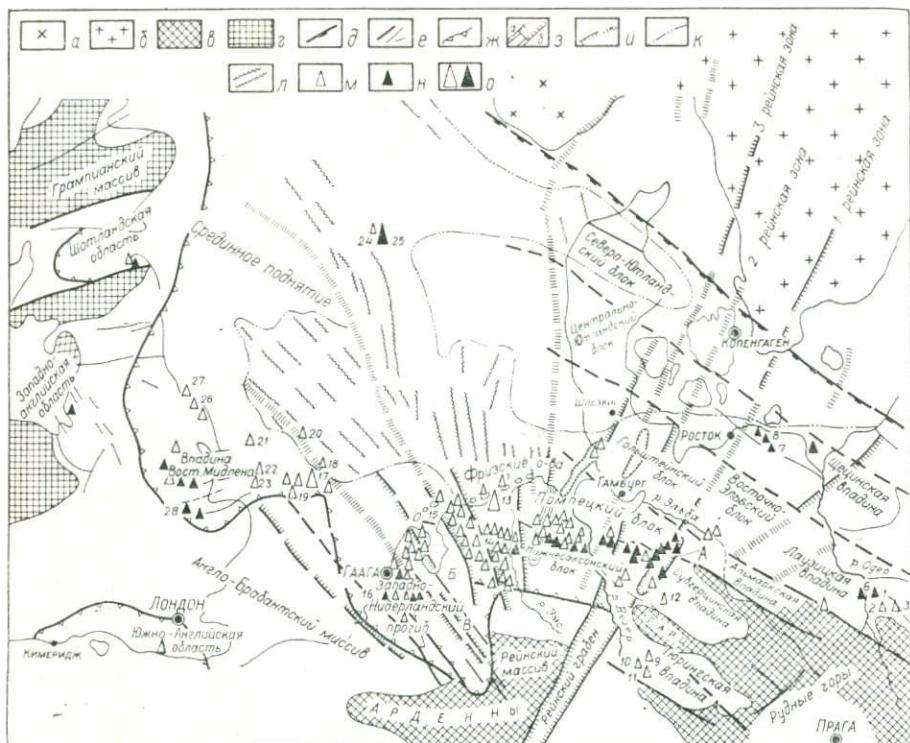


Рис. 40. Тектоническая схема Северноморско-Германской нефтегазоносной провинции (составила Н. Ю. Успенская по данным Мейнхолда, Деновски, Пожарыски, Винхолца, Гилла, Кента, Хейброка и др.):

а — Балтийский щит; б — Русская плита; в — выступы герцинского складчатого фундамента; г — каледонская складчатость; д — линия Тейссера — Торнквиста (глубинный разлом); е — разломы; ж — южная и западная границы провинции; з — трог стедфанские (а) и юрские (б); и — основные поперечные разломы; к — границы распространения солянокупольных структур; л — простираение соляных поднятий в Северном море. Месторождения: м — нефтяные, н — газовые, о — гиганты и сверхгиганты. Месторождения: Польша: 1 — Рыбаки, 2 — Нова-Сулзь, 3 — Отынь; ГДР: 6 — Губен, 7 — Гриммен, 8 — Райкенхаген, 9 — Фолкенрода, 10 — Миюльхаузен, 11 — Лангезальца, 12 — Фаллштейн; Нидерланды: 13 — Гронинген, 14 — Сконебек, 15 — Берген, 16 — Де-Лиер; Северное море: британский сектор: 17 — Леман, 18 — Индифтгейбл, 19 — Хьюитт, 20 — Энн, 21 — Уест Соул, 22 — Бэма, 23 — Плесид; норвежский сектор: 24 — Код, 25 — Экофиск; Восточная Англия: 26 — Локтон, 27 — Эксдейл, 28 — Икринг. Структуры: А — грабен Гифгорн, Б — Нидерландское поднятие, В — Нижнерейнский грабен.

месторождения. В западной прибортовой части трога развиты также блоковые поднятия, содержащие промышленные скопления нефти. Самыми крупными нефтяными месторождениями являются Ханкенсбюттель и Хоне (Успенская и др., 1972, рис. 5).

В юрских трогах Хайде, Брамштедт-Кильском и Гамбургском развиты сравнительно небольшие месторождения нефти, связанные с соляными куполами в основном продольного типа. Здесь продуктивны песчаники доггера и нижнего мела, а в Гамбургском троге — также известняки верхнего мела. Месторождение-сверхгигант Гронинген с извлекаемыми запасами газа

1,9 трлн. м³ находится вдали от разломов и трогов, в 30 км от морского побережья. Газовая залежь на глубине 2870—3570 м приурочена к крупному пологому поднятию. На востоке и юге она ограничена сбросом. Мощность продуктивных песчаников ротлигендса до 100 м. Подстилаются они угленосными, а покрываются ангидритовыми отложениями. Газ состоит из 82% метана, 14 азота и 3—5% тяжелых углеводородов.

Внутриразломный грабен, приуроченный к Барановичско-Астраханскому глубинному разлому, имеет сложное геологическое строение. По поверхности докембрийского фундамента его суммарная ширина, по линии Кошелевка-Борковка (см рис. 6), достигает 15 км и более, а амплитуда 1,7—2,7 км. К южной и северной разломопарам как бы примыкают вложенные грабены, ограниченные иногда антитетическими разрывами. Эти грабены развивались, очевидно, в предкаменноугольное время, о чем свидетельствует резкое (от 200 до 890 м) увеличение мощности задонско-елецких горизонтов в скв. 12 по сравнению со скв. 3 (см. рис. 6). На Кошелевском выступе, тяготеющем к южной разломопаре, девонские образования полностью размыты, и породы верхневизейского возраста непосредственно залегают на докембрийских. В примыкающем к Кошелевскому выступу Блистовском грабене происходило накопление евлановско-ливенских соленосных отложений мощностью до 1,2—1,8 км. Кулисообразно к Холмскому грабену или желобообразному прогибу примыкает Седневский, Дмитриевский и другие прогибы.

Автономные подвижки блоков докембрийского фундамента в пределах Барановичско-Астраханского разлома благоприятствовали образованию нескольких линий локальных поднятий, не осложненных соляной тектоникой или прорванных девонской солью. В формировании солянокупольных поднятий диапирового и криптодиапирового типов определенную роль играли также инверсионные автономные геотектонические движения, свойственные зонам глубинных разломов. В зависимости от мощности соленосных образований, тектонической активности девонской соли и характера движений блоков докембрийского фундамента в зонах краевых разломов Днепровского рифта формировались различного типа локальные поднятия и нефтегазовые месторождения. Здесь встречаются сводовые пластовые, сводовые тектонически, литологически и стратиграфически экранированные залежи, одно- и многопластовые с самостоятельными или массивнопластовые с единым водо-газо-нефтяным контактами.

Внутриразломные или приразломные грабены выделяются также в зоне Печорского глубинного разлома. Это Печоро-Кожвинский грабенообразный прогиб, отделенный от Седуяхинского, Кипцевского, Савиноборско-Чикшинского выступов фундамента с одной стороны и от Лайского сводового выступа —

с другой, системой разрывов и разломов (см рис. 29). Сейсморазведкой и бурением в его пределах установлена увеличенная мощность ордовикских, силурийских и особенно девонских образований. Подобно краевому Барановичско-Астраханскому глубинному разлому (см. рис. 6), окончательное обособление Печоро-Кожвинского внутриразломного грабена произошло, вероятно, в предкаменноугольное время (см. рис. 29, б). К началу кунгура автономные геотектонические движения способствовали инверсионным движениям блоков докембрийского фундамента и формированию Печоро-Кожвинского мегавала, ограниченного на западе системой кулисообразно расположенных разрывов (Кремс и др., 1974, рис. 17), к которым примыкает Даньельско-Тереховейский и Лыжско-Кыртаиольский валы. Шарниры этих валов, ундулируя, образуют обособленные антиклинальные складки. На первом валу располагается Даньельская, Мутно-Материковая, Дзеля-Тереховейская антиклинали, а на Лыжско-Кыртаиольском валу — Южно-Лыжское, Северо-Кожвинское, Каменское и Кыртаиольское поднятия.

К Печоро-Кожвинскому мегавалу тяготеют Печоро-Городское, Печоро-Кожвинское и Кыртаиольское газоконденсатные и нефтяные месторождения (Кремс и др., 1974, рис. 29). Кыртаиольское газоконденсатное месторождение приурочено к центральной части Лыжско-Кыртаиольского вала. В фаменских горизонтах Кыртаиольская складка имеет асимметричное строение с крутым западным и пологим восточным крыльями. В ее своде на поверхность выходят девонские отложения, окаймленные каменноугольными. Свод структуры в поддоманиковских породах девона и силура смещен к востоку на 6—7 км относительно положения свода по фаменским горизонтам. Амплитуда складки по поддоманиковским образованиям достигает 100—150 м. Регионально нефтегазоносные среднедевонские песчаники, составляющие 25% из 2500 м общей мощности толщи среднего девона, имеют пористость 10—12% и проницаемость до 225 мдарси. Нефтегазоносны среднедевонские и нижнефранские отложения. Нефть легкая (0,84 г/см³), малосернистая (0,10%), высокопарафинистая (20,3%, по Гольде). Газ состоит из метана (86,5%), этана (7,0%), пропана (2,2%), бутана (0,7%), пентана (0,3%), гексана + высшие (0,1%); плотность газа 0,776 кг/м³.

В зоне Гыдан-Омского близмеридионального глубинного разлома на Западно-Сибирской платформе выделяется Уренгойско-Колтогорский грабен, имеющий по кровле складчатого основания глубину 3—10, ширину 30—40 и длину 1800 км.

Многочисленные грабенообразные (шовные) прогибы, или палеоавлакогены, по А. М. Лейтису, М. В. Муратову (1970), заполненные метаморфизованными вулканогенно-терригенными и железисто-кремнистыми формациями протерозойского или рифейского возраста мощностью до 8 км и более, известны на

древних платформах. Их длина превышает 200, а ширина 1—20 км (Федоровский и др., 1968). В краевых разломах этих грабенообразных прогибов на Восточно-Европейской платформе в регионально нефтегазоносных породах девона или нижнего карбона выявлены многочисленные нефтяные месторождения. Они имеют небольшие размеры и располагаются в виде цепочки, нанизанной на зону разрыва, что свидетельствует о подвижках блоков вдоль этих разломов в девонское или каменноугольное время, способствовавших формированию локальных поднятий. В породах рифейского возраста промышленных скоплений нефти или газа пока не выявлено, хотя ловушки, коллекторы и экраны в их разрезе есть.

Глубинные разломы и локальные поднятия, перспективные в нефтегазоносном отношении

Глубинные разломы длительным и многократным развитием способствуют образованию многочисленных блоков фундамента, ограниченных разрывами в зоне разлома шириной до 20—30 км и более. Относительное и реверсивное перемещения этих блоков благоприятствовали трансформации вертикальных или горизонтальных движений в горизонтальное сдавливание пород осадочного чехла, переводу соли в пластическое состояние, проседанию мелких блоков, сползанию пород вдоль дугообразной плоскости сбрасывателя разрыва и пр., что в свою очередь приводило к формированию локальных поднятий и связанных с ними нефтяных и газовых месторождений.

При горизонтальном перемещении блоков земной коры вдоль неровной плоскости разлома сдвигового типа формируются локальные поднятия. Так, при движении блоков вдоль Сан-Андреасского и других глубинных сдвигов во время современных землетрясений перемещение крыльев не полностью реализовалось смещением по плоскости разлома, а частично вызывало плавный изгиб приразломной полосы около вертикального шарнира (Пейве, 1960). По данным М. Л. Хилла и Т. В. Диббли (Hill, Dibblee, 1953), в районе о. Солтон-Си на западном крыле разлома Сан-Андреас отчетливо выделяются складки волочения, ориентированные под углом 15—20° к линии главного сместителя разлома (см. рис. 12).

Есть некоторые основания полагать, что поднятие Рассел-Рэнч, дислоцированное сбросом и надвигом, также образовано горизонтальным движением блоков или глыб земной коры вдоль глубинного сдвига Сан-Андреас (см. рис. 16). Не исключена возможность, что в образовании крупной складки Оклахома-Сити наряду с короблением (Гейтвуд, 1973) также принимали участие сдвиги блоков земной коры по вертикальной плоскости сбросо-сдвига близмеридиональной ориентировки. Если верить Л. Гейтвуду (1973, рис. 13), утверждающему, что этот разрыв

смещался горизонтально, то отклонение плоскости сбрасывателя на северо-запад при правостороннем сдвиге должно способствовать формированию складки, подобной Оклахома-Сити. Левосторонние сдвиги глыб земной коры вдоль северо-восточного изгиба близмеридионально ориентированного разлома Леванта приводили к образованию поднятий пальмирского типа (см. рис. 13, 15), о чем уже писали ранее Л. Пикар (1970), Гавриш (1974, рис. 20) и др.

Локальные поднятия, прислоненные к плоскости главного сброса, могут возникать также при смещении пород осадочного чехла по разлому сбросового типа. При этом полуантиклинальные складки могут образовываться под влиянием различных факторов. Рассмотрение геологического строения хорошо изученной складки Гайзельберг, прислоненной к Штейнбергскому сбросу (см. рис. 26), дает основание предполагать, что эта полуантиклиналь формировалась при смещении пород осадочного чехла по плоскости сбрасывателя, угол наклона которого изменяется с глубиной. При этом плоскость сбрасывателя, имея дугообразную форму, обращенную выпуклостью в сторону опущенного крыла, способствовала выполаживанию слоев и гравитационному сползанию рыхлых осадочных пород над изгибом сброса (см. рис. 26, б). Здесь формировались полуантиклинали гайзельбергского типа. Таким образом, по-видимому, образовались Зачепиловская и другие складки, прислоненные к главному сбросу Припятско-Маньчского глубинного разлома. Судя по приуроченности Зачепиловского, Лиманского и других прислоненных поднятий к участкам, где плоскость сбрасывателя образует горизонтальный изгиб, обращенный выпуклостью к опущенному крылу (см. рис. 27), не исключена возможность, что для развития прислоненных к разрыву антиклинальных или полуантиклинальных складок необходим также горизонтальный изгиб плоскости сбрасывателя.

Прислоненные к главному сбросу поднятия могут возникнуть в зоне изгиба плоскости сместителя, обращенного выпуклостью от опущенного блока, при реверсивных движениях отдельных блоков или при относительном проседании блока, примыкающего к плоскости главного сброса. Примером формирования поднятий в «структурном заливе» сброса может служить Михайловское прислоненное поднятие (Гавриш, 1965, рис. 15). На последнем главный сброс Припятско-Маньчского глубинного разлома, обращенный выпуклостью от свода Михайловского поднятия, по поверхности докембрия имеет амплитуду около 1400 м, а по верхневизейским горизонтам — это взброс с амплитудой свыше 400 м. Величина последнего уменьшается кверху и в горизонтах верхней перми не превышает 10—20 м. В 2 км к северу находится еще один взброс с амплитудой по визейским горизонтам около 200 м; по поверхности отложений докембрия этот разрыв является сбросом с амплитудой примерно 700 м.

Расположенный еще севернее разрыв проявляется как сброс не только по поверхности докембрийских пород, но и в визейских горизонтах. Такое дифференцированное движение блоков, ограниченных дугообразным изгибом главного сброса, при некотором участии соляной тектоники способствовало формированию брахиантиклинальной складки с амплитудой южного крыла по верхневизейским слоям около 200 м. Угол падения этого крыла составляет 12—20, а северного — 2—3°. Поднятия, прислоненные к главному сбросу, могут формироваться при проседании прислоненного к этому разрыву блока, ограниченного антитетическими сбросами, как, например, при образовании поднятий и промышленных скоплений нефти в зоне разрывов Виксбург (см. рис. 34). Если на Михайловской брахиантиклинали блок, прислоненный к главному сбросу, приподнят относительно участка, расположенного южнее главного сброса, то в зоне разрывов Виксбург прислоненный к главному сбросу блок, испытывая конседиментационное проседание («обратное волочение») вдоль антитетических разрывов, приводил к замыканию антиклинали.

Аналогично, очевидно, формировались Великобубновское, Новотроицкое и другие приразломные поднятия Барановичско-Астраханского глубинного разлома. Основанием для такого предположения служит наличие зоны потери сейсмической записи между выделяемой группой приразломных поднятий и главным сбросом Барановичско-Астраханского глубинного разлома. Начальное (рудиментарное) заложение таких поднятий видно на рис. 6 в районе скв. 3.

Приуроченные к зонам разломов поднятия, не осложненные соляной тектоникой, часто имеют форму однокрылых валов или флексур-антиклиналей. Описанный ранее (Гавриш, 1957) Черкасско-Остерский вал, простирающийся на 190 км вдоль одноименного несогласного взброса, осложняющего породы докембрия, карбона, триаса, юры и мела на южном моноклинальном склоне Днепровско-Донецкой впадины, видимо, формировался под влиянием правостороннего горизонтального сдвига блоков докембрийского фундамента при левобокковом отклонении плоскости сместителя. Об этом в какой-то мере свидетельствует 10-километровое смещение краевых разломов Днепровско-Донецкого рифта по Тикичско-Гомельскому глубинному разлому (Гавриш, 1974, рис. 16), к которому примыкает Черкасско-Остерский разрыв дотретичной генерации. Отношение ширины к длине этого вала составляет 1 : 5.

Л. Г. Кирюхин и др. (1973) установили, что антиклинальные складки Устюрта, тяготеющие к зонам разломов, имеют отношение осей 1 : 3—1 : 5, площади их изменяются в пределах 10—200 км², а амплитуды превышают 50 м. Локальные поднятия, расположенные вне зон разломов, характеризуются более изометричной формой (отношение осей 1 : 1,5), площадь их составляет 10—50 км², а амплитуда менее 30 м. Наиболее благоприят-

ны для формирования крупных структур «сквозные» разломы, затрагивающие мезозойские отложения, т. е. разломы непрерывного развития.

Гистограммы изменения среднего объема локальных поднятий показали, что в Бухарском разломе (Гаврилов, 1975, рис. 34, а) наблюдается два максимума. Один приходится на зону главного сброса этого разлома, а другой — соответствует опоясывающим его разломам или разрывам, к которым приурочены такие высокообъемные структуры, как Газли, Байбурак, Шурсай и др. Бухарский разлом приурочен к Южно-Гиссарскому параградному (по М. Г. Лувишису, 1973) глубинному разлому. Наличие в его Ширкентском секторе небольших (до 3 км) сбросо-сдвигов северо-западной ориентировки свидетельствует о том, что крылья разлома перемещались главным образом в вертикальной плоскости (Суворов, 1973).

По данным В. П. Гаврилова (1975), в приразломных зонах эпипалеозойских плит аномально крупные структуры встречаются гораздо чаще, чем в стороне от нарушенных зон разломов. Так, если величина поднятий для Западно-Сибирской, Туранской и Скифской плит соответственно составляет 96; 28,5—90 и 10 км² (Маймин, Пештич, 1971), то в приразломных ареолах площадь структур возрастает соответственно до 380, 200—213 и 70 км. В полосе 10—15 км по ту и другую сторону от Теджен-Питнякского и Бухарского разломов Туранской плиты амплитуды поднятий достигают 400 и 600 м, а в 15—20 км от этих разломов амплитуда поднятий не превышает 50 м.

Глубинные разломы с автономной тектонической активностью способствовали проседанию блоков и накоплению соленосных образований, а подвижки блоков вдоль разрывов благоприятствовали переводу соли в пластическое состояние и образованию поднятий, в той или иной мере осложненных соляной тектоникой.

Проведенный анализ мощностей, фаций и пластического состояния соленосных толщ девона, перми и неогена, развитых в Днепровско-Донецкой впадине, Закарпатском прогибе и в других регионах, а также изучение экспериментальных исследований (Гавриш, 1965) показали, что каменная соль независимо от ее мощности под влиянием одной гравитационной нагрузки не переходит в пластическое состояние и не играет решающей роли в формировании локальных поднятий. Выполненные А. И. Чередниченко исследования пород девонской и нижнепермской каменной соли подтвердили необоснованность взглядов А. Ф. Иоффе, Г. М. Лейса (Клименко, 1957) о том, что при температуре 20°С каменная соль переходит в пластическое состояние уже на глубине 700 м. Экспериментом доказано, что соль превращается в пластическое состояние только при дополнительном осевом сжатии. Например, соль пермского (с. Крестище, скв. 6, глуб. 2732—2738 м) и девонского (скв. 7, глуб. 1993—

1998 м) возраста переходит в пластическое состояние почти при одном и том же дополнительном осевом сжатии 5710 и 5553 кг/см². Эти наблюдения свидетельствуют, что течение каменной соли на глубине 2—4 км не может обуславливаться лишь одной гравитационной нагрузкой (Гавриш, 1965).

Совершенно по-иному должна вести себя каменная соль в зоне глубинных разломов, где подвижки блоков вдоль разрывов создают дополнительное горизонтальное сжатие колоссальных размеров. Изучение гальки известняков девонских конгломератов в зоне Актюбинского разлома Центрального Казахстана (Лукьянов, 1959) показало, что развивающиеся в зоне разлома напряжения приводили к пластическим деформациям, способствовавшим растеканию известняков в направлениях, перпендикулярных сдавливающему усилию. Галька известняка укорачивалась в размерах по направлению давления в четыре-пять раз и соответственно удлинялась в двух перпендикулярных к нему направлениях в 2—2,2 раза. Само собой разумеется, что для перевода известняков в пластическое состояние необходимо давление во много раз больше, чем для превращения в текучее состояние каменной соли. Видимо, не случайно в районе Солотвино, находящегося в зоне тектонически активного Закарпатского прогиба, при горизонтальном сжатии, обусловленном поднятием Гутиновского хребта и Утесовой зоны по линиям разломов (Утробин, 1966), наблюдается современное течение неогеновой (тереблинской) соли. Приведенные выше материалы о миграции флюидов вблизи современного оз. Солёный лиман, где простирается Карабиновского сбросо-сдвига изменяется (см. рис. 9), показывают, что сбросо-сдвиги в зонах Орехово-Павлоградского и других глубинных разломов развиты также в тектонически стабильных условиях северного склона Украинского щита. Поэтому горизонтальное перемещение блоков по разломам и разрывам может благоприятствовать превращению соли в пластическое состояние и формированию солянокупольных поднятий в разломах различной тектонической активности.

Дополнительное сдавливание соленосных отложений происходит также при вертикальном смещении блоков земной коры в зоне глубинных сбросов. Так, в зоне Припятско-Маньчского глубинного разлома плоскости сбрасывателей разрывов, осложняющих докембрийский фундамент, падают на север под углом 75°. В районе с. Новогригорьевки (Гавриш, 1965, рис. 14) к одному из таких сбросов примыкает перегиб слоев с амплитудой 200—300 м. Расчеты показали, что при вертикальном сбросе северного блока на 1000 м у плоскости сбрасывателя разлома с наклоном плоскости сбрасывателя 75° произойдет сдавливание пород северного крыла на 200—270 м. Если же допускать, что при 1000-метровой амплитуде разрыва девонские соленосные образования будут контактировать с крепкими породами (гранитами, гнейсами) докембрийского фундамента, то превращенная

в пластическое состояние соль должна течь в формирующийся свод. Последний возникает при трансформации вертикальных движений блоков поднимающегося крыла в горизонтальное сдавливание пород опускающегося блока. Для образования складки амплитудой 300 м необходимо горизонтальное сдавливание пород опускающегося блока всего 40 м. В действительности при смещении блоков земной коры, плоскости сбрасывателей которых падают под углом 75° на 1 км, величина сдавливания по сбросу достигает 260 м (Гавриш, 1965, с. 78—80).

Таким образом, очевидно, формировались Новогригорьевское и другие поднятия в зонах краевых разломов Днепровско-Донецкого рифта, где подвижки блоков осуществлялись под влиянием геотектонического развития региона в девонское, предтурнейское, предпоздневизейское и предпозднепермское время. К ним приурочены также нефтяные и газовые месторождения. Так, на Новогригорьевской складке, соляное тело вскрыто под верхневизейскими отложениями, а нефтяные и газовые залежи — в верхневизейско-московских горизонтах. Залежи сводовые тектонически экранированные. Всего выявлено 20 нефтяных и газовых залежей, из которых девять приурочено к верхневизейским отложениям.

Западно-Североморская система разломов в Западно-Европейской эпипалеозойской платформы, отходящая от Рейнской системы в районе Нижнего Рейна, способствовала формированию крупного поперечного поднятия, в состав которого входит Нидерландский горст, продолжающийся в акваторию Северного моря в виде Доггер-банка, находящейся в створе Срединного поднятия. Последнее примыкает к побережью Шотландии. В его пределах поверхность отложений ротлигенса залегает на глубине 1—2,5 км под породами верхнего мела. Параллельно Тейссера-Торнквистскому глубинному разлому выделяется пять основных близширотных разломов, пересечение которых с описанными выше разломами способствовало образованию макроблоков: Нижнесаксонского, Помпецкого, Центрально-Ютландского и др. (Успенская и др., 1972, рис. 2).

Вдоль разломов, ограничивающих дифференцированно развивающиеся блоки, формировались валообразные поднятия, часто осложненные соляной тектоникой. Пермская соль (главным образом соль цехштейна, а в северной части ФРГ — также нижней перми) выдавливалась по поверхностям разрывов (особенно в местах их пересечения), способствуя формированию солянокупольных поднятий и соляных диапиров, с которыми связаны многочисленные месторождения нефти и газа. В глубокопогруженных блоках, где мощность соли велика, развиты соляные диапиры или «соляные гряды», весьма широко распространенные вдоль разломов рейнского направления в северной части ФРГ (Шлезвиг-Гольштейн), где находится соль цехштейна и нижней перми. Длина соляных тел этих структур до 100 км при шири-

не 4—5 км. Такие же диапиры установлены в центральной части Северного моря. На участках, где подсолевое ложе залегают на глубине 3—5 км, появляются соляные купола округлой и удлиненной формы (в диаметре 2—8 км), а там, где подошва соли находится на глубине менее 3 км, скопления соли приобретают куполообразную форму, образуя «соляные подушки».

Глубинные разломы играют не только формирующую (созидающую) роль в образовании поднятий и нефтегазовых месторождений, но и разрушающую. Как долгоживущие структуры они способствовали возрождению разрывов на существующих месторождениях и разрушению залежей. Кроме того, флексурозобразное погружение пород в зоне глубинного разлома может приводить к расформированию одного крыла существовавших ранее поднятий в верхних горизонтах и сохранению их в нижних (Гавриш, 1965, рис. 26). Например, Барановичско-Астраханский краевой глубинный разлом Доно-Днепровского рифта на некоторых участках в башкирское и более позднее время проявлялся как флексура без разрыва сплошности маркирующих горизонтов. Такое погружение приводило к уменьшению амплитуды северных крыльев поднятий, т. е. к частичному или полному (если амплитуда северного крыла была небольшой) расформированию поднятий.

Вместе с тем даже при частичном расформировании поднятий поиск их применяемыми методами сейсморазведки и бурения затруднен; требуются сейсмические исследования по специально разработанным программам с учетом палеоструктурно-геологических особенностей (Воробьев и др., 1976, 1977). Частично или полностью расформированные поднятия целесообразно искать прежде всего потому, что в них могут сохраниться залежи, запечатанные разрывами и литологическими экранами в своде конседиментационно-развивающихся поднятий. Как показали исследования, в своде Зачепиловского и других поднятий увеличиваются песчанность и дизъюнктивная нарушенность коллекторских толщ.

Литофациальные или литогенетическо-физические изменения пород и неструктурные ловушки нефти в зонах глубинных разломов

Глубинные разломы характеризуются длительным, пост- или конседиментационным и региональным развитием, а также глубоким заложением, что способствовало литофациальному, физическому и литогенетическому изменению пород, осложняемых разломами. Литофациальное изменение стратиграфических горизонтов в зонах глубинных разломов проявляется весьма ощутимо, поскольку подвижки блоков в их пределах были многократными, длительными и разнонаправленными. Чаще всего литологическое изменение пород происходит в результате

увеличения песчанности и карбонатности пород. Последняя обусловливается выклиниванием одних горизонтов и сохранением от размыва других. На рис. 6 показано, что в зоне северной разломо-пары Барановичско-Астраханского глубинного разлома соляные пласты девонского возраста почти не развиты, а разделяющие их известняково-ангидритовые горизонты сохраняются, однако мощность их существенно сокращается. Создается впечатление, что карбонатные породы, иногда содержащие морскую фауну пелиципод, накапливались при общем погружении Днепровско-Донецкой впадины. Они покрывали не только погруженные части рифта и его краевые разломы, но и борта впадины. Садка же соли происходила только в погруженных участках при региональном подъеме рассматриваемой территории и обособлении солеродных бассейнов. В. П. Гаврилов (1975) установил выклинивание пород также в зонах разломов Туранской плиты: триасовых отложений — в зоне Жетыбай-Узенского и Южно-Бекебашкудукского разломов, а среднеюрских — вдоль Южно-Бекебашкудукского, Северо-Карабогазского, Базайского, Модарского, Карабахшинского, Бухарского, Амударьинского и Теджен-Питнянского разломов.

Литофациальное изменение пород зафиксировано в зоне пересечения Барановичско-Астраханского глубинного разлома с Томаковско-Купянской глубинной структурой на Северо-Голубовской площади. Здесь выявлены небольшие литологически экранированные залежи газа, приуроченные к песчаным горизонтам московского и башкирского ярусов. На Орехово-Харьковском глубинном разломе, в районе г. Павлограда, доказано рукавообразное и линзовидное залегание песчанистых толщ, видимо, обусловленное речными прадоллинами (Гавриш и др., 1974, рис. 1, 2). Унаследованное развитие прадолин, где преобладало накопление песчано-алевритовых фаций подводных выносов, наблюдается на участках с небольшой мобильностью, примыкающих к зонам Орехово-Харьковского и Томаковско-Купянского глубинных разломов. В сводах Зачепиловского и других локальных поднятий увеличивается песчанность каменноугольных отложений. Рукавообразные залежи нефти в дельтовой фации свиты Честер выявлены также в зоне глубинного разлома Раф-Крик на юге Иллинойской впадины (США). Здесь литологические ловушки образованы сочетанием сбросов, локальных поднятий и песчанистых (дельтовых) толщ (Успенская и др., 1972).

Приуроченность к глубинным разломам, прежде всего сдвигового характера, рифовых образований свидетельствует о том, что они создавали благоприятные структурные (небольшую глубину) и температурные (около 20°C) условия для развития рифообразующих организмов, которые в современных условиях обладают прекрасными коллекторскими свойствами для аккумуляции залежей нефти и газа. Например, к Транс-

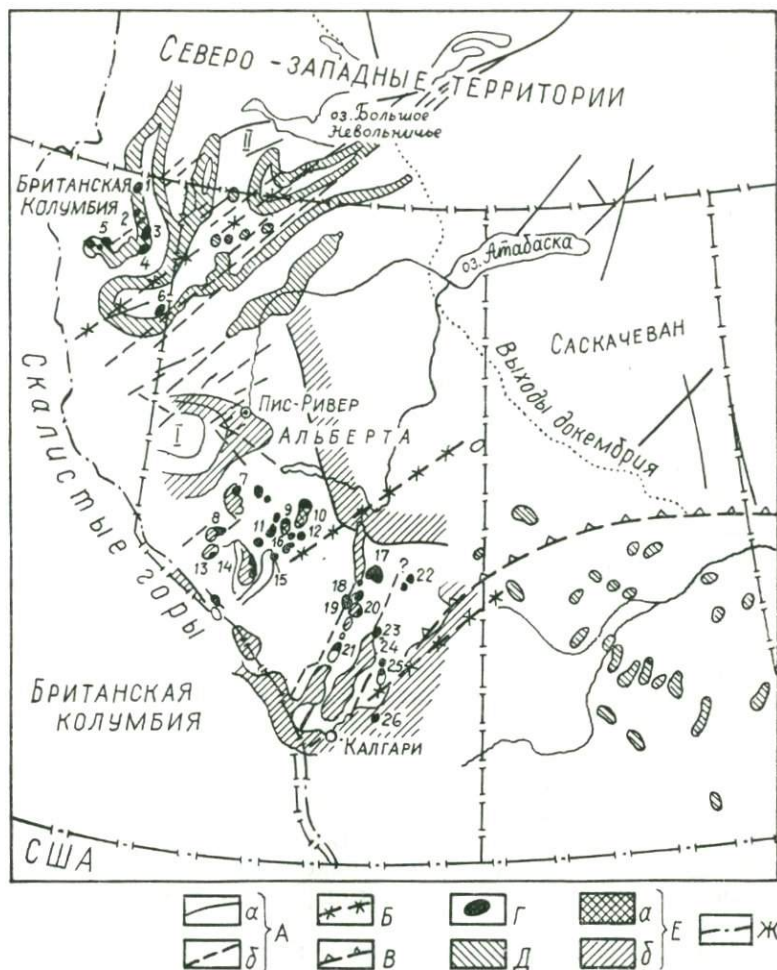


Рис. 41. Распространение рифов в девонских отложениях Западной Канады (составил В. Ф. Быков по материалам Атласа геологической истории Западной Канады и другим источникам):

A — разломы фундамента: а — на поверхности, б — под осадочным чехлом; B — границы блоков по данным магнитометрии; В — уступ Медоу-Лейк; Г — основные рифовые месторождения нефти и газа; Д — зоны распространения среднедевонских рифов (кегривер); E — зоны распространения верхнедевонских рифов: а — биверхилл лейк, б — ледюк; Ж — граница Скалистых гор. I — девонское поднятие (суша) Пис-Ривер; II — палеосвод Татлина. Месторождения нефти и газа: 1 — Петитот-Ривер, 2 — Кэбин, 3 — Кочо-Лейк, 4 — Снерра, 5 — Кларк-Лейк, 6 — Пэдди, 7 — Стерджен-Лейк, 8 — Симонетт, 9 — Вирджиния-Хиллз, 10 — Суон-Хиллз, 11 — Кейбоб, 12 — Джуди-Крик, 13 — Берлэнд-Ривер, 14 — Пайн-Крик, 15 — Уиндфолл, 16 — Карсон-Крик, 17 — Редуотер, 18 — Ачесон, 19 — Голден-Спайк, 20 — Ледюк, 21 — Римбей, 22 — Уиллингдон, 23 — Дюамель, 24 — Эрскин, 25 — Стеттлер, 26 — Уест-Драмхеллер.

канадскому линеаменту приурочен громадный барьерный риф Ледюк франского возраста, простирающийся на расстоянии свыше 250 км. С этими образованиями связано скопление нефти на 13 месторождениях (рис. 41). Девонские рифовые месторождения дают более половины (70% в 1966 г.) всей добычи Канады. Месторождения Редуотер и Рейнбоу содержат до 100 млн. т извлекаемых запасов нефти. Глубина залегания рифов 1,5—3,5 км. Высота их достигает 300—400 м, а этаж нефтегазоносности до 200 м. Почти все рифы сложены доломитизированными известняками и перекрыты глинистыми, реже хемогенными породами. С севера на юг наблюдается омоложение рифов.

Рифовые месторождения группируются главным образом вблизи трех основных зон глубинных разломов. В пределах разломов оз. Невольничье, где развиты блоки Северо-Западная Альберта и Северо-Восточная Колумбия, рифовая зона отличается очень высокой газоносностью. Рифы возникли на четырех стратиграфических уровнях в живетских отложениях и характеризуются массивными конусообразными формами. К поднятому крылу одного из региональных разрывов тяготеет барьерный риф, в котором заключены крупнейшие месторождения газа Кочо-Лейк (см. рис. 41). По обе стороны от этого рифа прослеживаются атолловые и одиночные рифы, к которым приурочены месторождения Зама и Рейнбоу. До 1967 г. в этой зоне было открыто свыше 160 рифовых месторождений (Успенская и др., 1972). Вторая зона возникла в франском веке в палеосводе Пис-Ривер (Центральная Альберта), разбитом двумя системами разломов или разрывов. Здесь рифы образуют наиболее крупные постройки атоллового типа, которые развивались на шельфовом обрамлении палеосвода. Наиболее крупные нефтяные месторождения Суон-Хиллз и Джуди-Крик. В третьей зоне блока, примыкающего к Трансканадскому линеаменту (блок Юго-Восточная Альберта), развиты рифы франского яруса (свита Ледюк).

В Африканской провинции Сирта подвижки блоков в зоне разлома способствовали образованию выступов и рифов, с которыми связано сверхгигантское месторождение Сарир (1,1 млрд. т нефти). Месторождения Аугила, Интесар, Нафоора приурочены к единому гранитному выступу длиной более 35 км. Залежи нефти находятся в верхнемеловых рифах и выветренных трещиноватых гранитах. Их запасы достигают 750 млн. т. Нефть встречена в рифовых известняках миоцена на месторождении Рас-Гариб, расположенном на юго-западном побережье Суэцкого залива, где моноклинально залегающие палеозойские и мезозойские отложения осложнены глубинными сбросами. Коралловые рифы развиты также на южном продолжении Левантийского близмеридионального глубинного разлома, отделяющего Суэцкий залив от глубоководной части Красного моря (Гавриш, 1974).

Рифогенные образования прослеживаются вдоль шовного глубинного разлома, ограничивающего на западе Уральскую геосинклинальную область (Наливкин, 1962). Предполагается их широкое развитие также в зонах разломов Тимано-Печорской, Доно-Днепровской и других нефтегазоносных провинций. В Припятской части Доно-Днепровского рифтогена на Речицком, Вишанском и других поднятиях, приуроченных к Речицкому разлому южной разломо-пары Барановичско-Астраханского глубинного разлома, в задонском горизонте верхнего девона И. П. Карасев, Н. В. Назаров и др. (1972) выделили рифоподобные постройки (биостромы, биогермы и пр.). Последние образовались в результате быстрого роста водорослей, сопровождавшегося выделением карбоната кальция и магния. К рифогенным образованиям задонского горизонта, тяготеющим к зонам продольных разломов Припятского рифта, приурочены промышленные скопления нефти на Речицком, Осташковичском, Мармовичском, Давыдовском, Золотухинском и других месторождениях.

Есть основание предполагать развитие рифогенных образований, благоприятных для накопления залежей нефти и газа, также в зонах продольных и поперечных разломов, особенно на участках их пересечения (Гавриш, 1974, рис. 15), и юго-восточнее Припятского прогиба. Здесь перспективны не только девонские внутрисолевые карбонатные толщи на Смеловско-Холмском, Орехово-Харьковском и других глубинных разломах (Гавриш, 1975), содержащие рифогенные постройки в Припятском рифте, но и ниже-среднекаменноугольные и нижнепермские карбонатные образования. В этих толщах могут быть развиты рифогенные постройки в зоне Барановичско-Астраханского глубинного разлома, примыкающей к Донецкой миогеосинклинали, поскольку в его пределах разрывы в каменноугольно-нижнепермское время формировались конседиментационно и, видимо, способствовали привносу глубинного тепла, карбонатов кальция и магния, необходимых для образования рифогенов.

По данным М. С. Бурштара и др. (1967), зона барьерных рифов установлена в пределах субширотного Ахтырского разлома (см. рис. 7), который проявлялся почти на всех этапах развития Предкавказья. Две поперечные рифовые зоны Западного Предкавказья связаны с близмеридиональными Цицинским и Курджипским разломами непрерывного развития (Хаин, Ломизе, 1961). Крупная полоса рифов приурочена к продольному Владикавказскому региональному разлому.

С разломами часто связана повышенная трещиноватость хрупких пород, поскольку им свойственны многократные и разнонаправленные подвижки вдоль осложняющих их разрывов. Это благоприятствует раздроблению кристаллического фундамента, метаморфических и других хрупких пород в зонах мобильных разрывов Украинского щита и прочих ре-

гионов (Гавриш, 1974), где трещиноватые и милонитизированные зоны шириной до 50—100 м имеют региональное распространение. Такие зоны обладают хорошей флюидопродоводимостью и при наличии надежной покрывки и замкнутой гидродинамической системы могут концентрировать крупные залежи нефти.

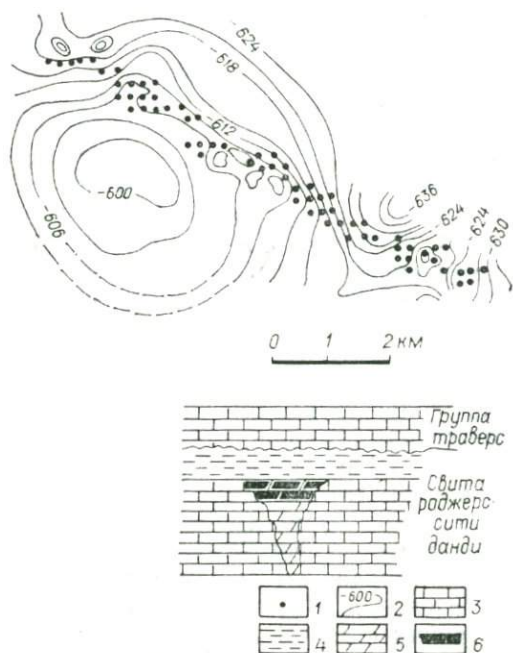


Рис. 42. Структурная карта подошвы группы траверс (девон) и предполагаемый разрез нефтяного месторождения Дип-Ривер (по Лэнду): 1 — нефтяные скважины; 2 — стратонизогипсы подошвы группы траверс; 3 — известняки; 4 — глины; 5 — пористые кавернозные доломиты; 6 — нефтяная залежь.

Так, в Мичиганской провинции на весьма крупном месторождении Дип-Ривер в девонских известняках развиты столбообразные залежи нефти (рис. 42), в Тюрингской впадине в трещиноватых породах встречены мелкое нефтяное месторождение Фолькенрод, небольшие газовые скопления Мюльхаузен и Лангензальц, а в Венско-Моравской грабенообразной впадине в зоне Штейнбергского разлома — месторождение Маустренк.

По данным Р. Э. Айвеса (Ives, 1960), на южном крыле Мичиганской впадины скопления углеводородов установлены во внутриразломном грабене, который прослежен бурением более чем на 50 км при его ширине до 2 км. Наличие трещиноватой зоны в ордовикских известняках, залегающих на кристалли-

ческом фундаменте, Айвес объясняет смещением по сбросу. Проникающие по последнему подземные воды способствовали выщелачиванию известняков и образованию каверн-вместилищ для нефти. За трещиноватой зоной залежи нефти не выявлены. Характерными месторождениями такого типа являются месторождения нефти Ссипио, Пуласки, Альбино, где залежи встречены в столбообразных трещиноватых зонах ордовикских известняков.

Исследованиями Р. С. Копыстьянского (1966) доказывается, что все трещины, в том числе и крупные разрывы, могут участвовать в аккумуляции нефти и газа. По мнению Н. Н. Павловой (1971), кроме рыхлых песчаников, трещины развиты в известняках, доломитах, ангидритах и даже в каменной соли. Как правило, величина микротрещин, по которым происходит миграция и аккумуляция нефти или газа, не превышает 20—30, редко достигая 100 мк и более. Увеличение линейной трещиноватости верхнеюрских, неокомских, аптских и альбских отложений наблюдается в зоне Бухарского разлома, где микро- и макротрещины в ангидритовых породах заполнены глиной, пропитанной нефтью и реже кальцитом (Ибрагимов, 1967). Трещинная пористость ангидритов составляет 0,02—0,3, а в единичных случаях — 3—5%, хотя трещинная проницаемость изменяется от 10 до 2720 мдарси. Максимальная трещиноватость выявлена на структурах Учкыр, Кимерек, Южный Мубарек и др. (Гаврилов, 1975).

М. В. Рац и С. И. Чернышов (1971) отмечают, что с приближением к разрывам Таджикской депрессии трещины заметно (ускоренно) сгущаются. Для локальных разрывных нарушений ширина трещиноватой зоны не превышает 60—70 м, а для крупных разломов достигает 1,5 км и более. В зоне разлома взбросового типа иногда ухудшается трещиноватость гранулярных коллекторов в результате сокращения межзерновых пространств при сжатии, что установил Н. Н. Бакун (1968) для валанжин-готеривских песчаников Бешкызской антиклинали в зонах взбросов юго-западных отрогов Гиссара. Увеличение трещиноватости хорошо видно в Среднеобском и других разломах Западной Сибири, где на некоторых площадях (Соснинской, Ватинской, Северо-Васюганской, Усть-Балыкской и Мегонской), тяготеющих к зоне разлома (рис. 43), трещины проявляются в терригенных породах тюменской свиты (нижняя и средняя юра) преимущественно резкими сколами, перпендикулярно ориентированными к плоскостям напластования и зеркалам скольжения. Ширина трещин, заполненных иногда песком, достигает 2—4 см. Увеличение трещиноватости в зоне Шаимского разлома отмечали В. П. Маркевич и др. (1964), а вблизи Колтогор-Уренгойского разлома — Ф. Г. Гурари и др. (1966).

Трещиноватые породы докембрийского фундамента широко развиты не только в зонах глубинных разломов Украинского

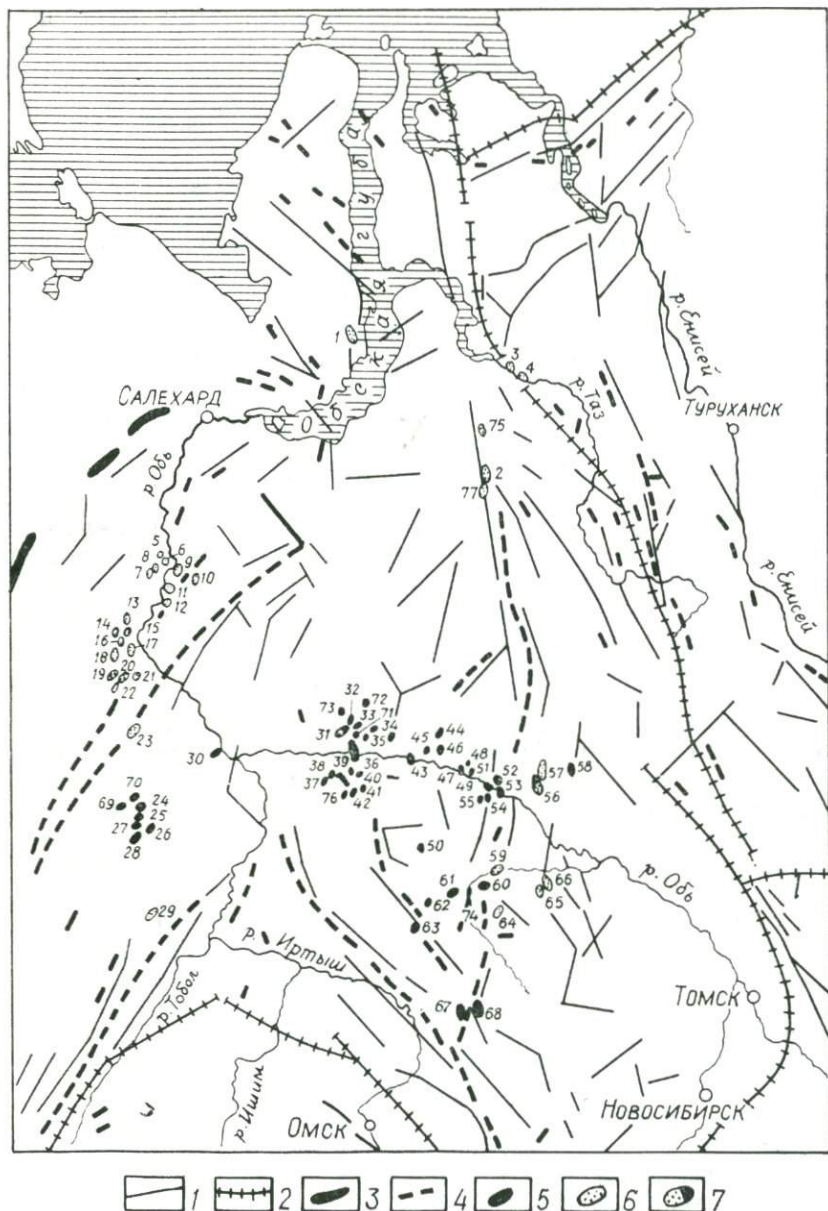


Рис. 43. Схема расположения разломов фундамента и нефтегазовых месторождений Западно-Сибирской плиты (по Э. Э. Фотиади, В. Г. Васильеву, В. С. Суркову и др. с упрощениями и дополнениями В. К. Гавриша):

1 — глубинные разломы (внутригеосинклинальные и межглыбовые); 2 — краевые швы с интрузиями основного и ультраосновного состава (гипербазитового пояса); 3 — на поверхности; 4 — погребенные; 5 — нефтяные; 6 — газовые; 7 — нефтегазовые месторожде-

щита, но, очевидно, и Днепровско-Донецкой впадины, где установлены и предполагаются многочисленные глубинные структуры и разломы (Гавриш, 1969, рис. 14). Наиболее перспективны для поисков трещиноватых коллекторов в кристаллических породах докембрийского фундамента, вулканогенных образованиях девона и известняках палеозоя выступы докембрийского фундамента в пределах продольных разломов, дислоцированных поперечными. Рекомендуются (Гавриш, 1972) бурить по фундаменту 300—500 м. По аналогии со складкой Оклахома-Сити, образованной Немахским сбросо-сдвигом (Гейтвуд, 1973), предполагается развитие таких структур с трещиноватыми коллекторами в девонских и каменноугольных известняках в Орехово-Харьковском и других близмеридиональных глубинных разломах сбросо-сдвигового типа.

Наличие флюидопроводимых трещиноватых зон благоприятствовало прежде всего привнесу глубинного тепла термальными водами. Об этом свидетельствуют приуроченность многочисленных высокотермальных источников к Предгиссарскому, Предкопетдагскому, Бухарскому и другим глубинным разломам. К зонам разломов тяготеют повышенные геотермические градиенты и полосовые геотермические максимумы. Так, по данным О. А. Рыжкова и Ю. Н. Зуева (1970), в зоне регионального разлома Туранской плиты на п-ове Челекен геотермический градиент составляет $3,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а на глубине 1000 м четко прослеживаются два региональных максимума геотермического поля — Центральнокаракумский и Бухаро-Каршинский. Первый имеет изотермическое очертание. Величина его геотермического поля составляет $55\text{--}60^{\circ}\text{C}$. Второй максимум характеризуется вытянутостью с юго-востока на северо-запад, и в его пределах намечаются две зоны повышенных градиентов. Одна из них приурочивается к Амударьинскому глубинному разлому. Здесь увеличивается температура с 50 до 60°C . На другой ступени, тяготеющей к Бухарскому разлому, температура возрастает от 60 до 70°C . Положительная геотермическая аномалия прослеживается в зоне Предгиссарского (на срезе — 1,0 км темпера-

ния (цифры на рисунке): 1 — Новопортовское, 2 — Губкинское, 3 — Тазовское, 4 — Заплярное, 5 — Северо-Алясовское, 6 — Южно-Алясовское, 7 — Березовское, 8 — Деминское, 9 — Похромское, 10 — Северо-Казымское, 11 — Чузльское, 12 — Нижнетугайское, 13 — Северо-Игримское, 14 — Пауль-Турское, 15 — Южно-Игримское, 16 — Нулин-Турское, 17 — Пунгинское, 18 — Сысконыинское, 19 — Горное, 20 — Шухтунгортское, 21 — Сотэ, 22 — Озерное, 23 — Верхнекондинское, 24 — Убинское, 25 — Среднемульминское, 26 — Тетеревское, 27 — Муртымьинское, 28 — Шанское, 29 — Ленинское, 30 — Каменное, 31 — Быстринское, 32 — Вынгинское, 33 — Вершинное, 34 — Северо-Сургутское, 35 — Западно-Сургутское, 36 — Усть-Балыкское, 37 — Правдинское, 38 — Салымское, 39 — Очимкинское, 40 — Мамонтовское, 41 — Южно-Балыкское, 42 — Среднебалыкское, 43 — Локосовское, 44 — Аганское, 45 — Северо-Покурское, 46 — Ватинское, 47 — Мегонское, 48 — Самотлорское, 49 — Нижневартовское, 50 — Тайлаковское, 51 — Соснинское, 52 — Советское, 53 — Мелведовское, 54 — Аленкинское, 55 — Малореченское, 56 — Северное, 57 — Охтеурское, 58 — Вахское, 59 — Северо-Васюганское, 60 — Средневасюганское, 61 — Катылгинское, 62 — Лантынь-Яхское, 63 — Моисеевское, 64 — Мыльджинское, 65 — Среднесильгинское, 66 — Усть-Сильгинское, 67 — Межевое, 68 — Веселовское, 69 — Лемьинское, 70 — Даниловское, 71 — Сайгатинское, 72 — Минчимкинское, 73 — Лянторское, 74 — Средненюрольское, 75 — Уренгойское, 76 — Малобалыкское, 77 — Комсомольское.

тура 90° С), Картауского, Тумгачинского, Карашекского, Северо-Бекебашкудукского и других разломов.

Глубинные разломы влияют также на метаморфизм пород. Проведенные наблюдения показали, что трещиноватые зоны разломов, являющиеся проводниками флюидов, тепла и магмы, обладая повышенными геодинамическими напряжениями, способствовали метаморфизму осадков часто до такой степени, что относительно молодые породы приобретали «древний» облик, превращаясь в метаморфические и даже кристаллические сланцы. Так, в зоне Иртышского глубинного разлома среднепалеозойские образования принимались за докембрийские, а в зоне Севанского разлома верхнемеловые отложения — за древнепалеозойские (Хаин, 1973). Степень метаморфизма зависит от различных факторов.

С. И. Шерман (1968) на примере южного обрамления Сибирской платформы установил, что для зон метаморфизма, связанных с глубинными разломами, характерны два типа зональности: 1) последовательное расположение фаций от высоких ступеней к низким, симметричное или асимметричное по отношению к осевой зоне разлома главным образом сбросового характера и 2) симметричное или асимметричное по отношению к осевой зоне разлома изменение фаций — от низких ступеней (в осевой части разлома) к высоким и вновь к низким. В последнем случае отмечается резкое изменение мощностей зон метаморфизма и несопоставимость метаморфических зон, приуроченных к центральной и краевым частям зоны разлома, что можно объяснить не столько влиянием теплового потока, сколько наклонным положением плоскости разрыва. Более мощные в плане зоны метаморфизма располагаются над проекцией плоскости сместителя разрыва на земную поверхность. Поскольку разрывы, обуславливающие метаморфизм второго типа, чаще всего классифицируются как надвиги, взбросы или сдвиги, в плоскости сместителя хорошо выражен катакlastический метаморфизм, по парагенезису минералов относящийся преимущественно к низкотемпературной зеленосланцевой фации метаморфизма. Мощность зон этой фации невелика и часто превышает первых десятков метров.

Появление низкотемпературной фации метаморфизма в зоне разлома С. И. Шерман объясняет резким спадом давления при образовании плоскости скола в узкой зоне разрыва. При этом по сравнению со сбросами, где конвекционный тепловой поток играет главную роль в зоне надвигов, сбросов и частично сдвигов, конвекция начинается с относительно меньших глубин, и поэтому тепловая энергия здесь существенно слабее. Таким образом, генетический тип разрывного смещения и его глубина проникновения контролируют величину теплового потока, соотношение его конвекционной и кондуктивной составляющих, что служит решающим фактором в развитии фаций метаморфизма:

динамика формирования разрыва определяет внутреннее соотношение мощности и последовательности развития метаморфической зональности.

В зонах платформенных разломов, где привнос глубинного тепла в осадочные толщи был незначительным, породы обычно претерпевали начальную стадию регионального метаморфизма или литогенеза, Н. Б. Вассоевич (1967) выделяет три стадии литогенеза: диа-, ката- и метагенез (метаморфизм), определяемые по отражательной способности витринита — органического вещества — основного углеобразующего микрокомпонента ископаемых углей. Отражательная способность витринита измеряется в условных единицах — расплендах. Каждой стадии литогенеза свойственны определенные марки углей: диагенезу и протокатагенезу соответствуют бурые угли (59—68 ед.), мезокатагенезу — каменные угли (длиннопламенные 73, жирные — 88 и коксовые — 94 ед.), а по катагенезу (тощие — 102—111, полуантрациты — 120 и антрациты — 130 ед.), метагенезу — графиты (Аммосов и др., 1969).

На превращение органического вещества в различные стадии катагенеза оказывает существенное влияние палеотемпература (Порфирьев, 1948; Левенштейн, 1964). Так, в Северо-Восточной Туркмении максимальная стадия катагенеза юрских углей установлена в зоне Теджен-Питнякского разлома. Здесь на структурах Кошуй, Наип и Исмаил в юрских отложениях обнаружены жирные угли, а по мере удаления от разлома на тех же глубинах появляются газовые и бурые угли (Овдов, 1970). Аналогичная картина отмечается также для разломов Западно-Сибирской плиты, Днепровско-Донецкой впадины и других регионов (Гавриш и др., 1975; Гаврилов, 1975).

Изучение физических свойств горных пород Доно-Днепровского прогиба (Балуховский, 1958, 1967) показало, что резкое уменьшение пористости псаммитов от 10—15 до 4—6% и увеличение плотности пород от 2,5 до 2,6 г/см³ происходит в зоне форсированного эпигенеза, который соответствует интервалу: газовые угли — жирные угли. Основную часть влаги органика углей теряет при повышении степени углефикации от матовых бурых углей до блестящих. Наиболее сильная дегазация углей и пород связана с фазой прогрессивного диагенеза. Вместе с водой мигрируют нефть и газ. Катагенез пород сказался определенным образом на коллекторских и физических свойствах также песчаников — резервуаров нефти и газа, хотя и менее ощутимо, чем на аргиллитах и алевролитах.

Таким образом, исходя из гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти, повышение литогенеза пород имело существенное влияние на нефтегазоносность осадочных образований широких (до 50 км) зон глубинных разломов, поскольку региональный метаморфизм содействовал ускоренному выделению из содержащих органическое вещество пород подземных вод,

битумов и растворенных углеводородных газов в коллектирующие толщи. На более высоких стадиях литогенеза, когда в зонах разломов пористость и проницаемость гранулярных пород — коллекторов резко уменьшалась, а физические свойства экранящих толщ, осложненных многочисленными трещинами, не соответствовали требованиям, предъявляемым покрывкам, условия для аккумуляции нефти и газа в зонах разломов становились очень низкими.

Магматические образования, развитие в глубинных разломах, оказывали как отрицательное, так и положительное влияние на аккумуляцию нефти и газа. Сопоставление сетки разломов древнего и современного заложения и размещение вулканов показывают тесную связь между ними. Так, на разломах Камчатки и восточного фронта Сьерры-Невады (Калифорния) располагаются центры извержения четвертичных базальтов (Лукьянов, 1963, рис. 73, 74). По этим разломам преобладали вертикальные перемещения. Отдельные базальтовые трубки и лавовые поля прослеживаются вдоль фронта Сьерры-Невады там, где разломы испытывают резкие повороты, т. е. в местах, где при горизонтальных движениях должны возникать наиболее разнообразные и «противоречивые» напряжения, создающие зияющие зоны разрывов. На участках с прямыми и четкими разломами вулканов обычно нет. Наиболее крупным вулканическим областям, как правило, соответствуют глубокие (до 6 км) замкнутые впадины, оконтуренные со всех сторон крупными разломами, выполненными вулканогенно-осадочными образованиями.

Активизация разрывов в зонах глубинных разломов не происходила в одной плоскости смещения, а, развиваясь во времени, распространялась в широкой зоне. На рис. 3 показано, что положение разломов, формировавшихся в кайнозое и оживших при современных катастрофических землетрясениях в зоне Сан-Андреасского и других глубинных разломов, не находилось в одном месте. Аналогичное смещение фиксируется в проявлении вулканизма геологического прошлого. Например, в зоне Западно-Сахалинского глубинного разлома (см. рис. 1), отделяющего одноименный мегантиклинорий от Татарского прогиба, миоценовые вулканы, субщелочные интрузии и дайки основного и среднего состава образуют цепочки вдоль главного и оперяющего сместителей. По данным Л. С. Маргулиса (1970), аракайский (раннемиоценовый) вулканизм западного побережья Южного Сахалина не оставался постоянным, а со временем мигрировал в горизонтальном направлении к востоку. Первый вулканический горизонт, представленный туфами андезито-базальтов, залегает непосредственно на тонкообломочных морских отложениях такаралайской свиты. Максимальные мощности туфов (до 80 м), а соответственно и более грубые их разновидности наблюдаются в самых западных разрезах аракайской

свиты о-ва Сахалин (см. рис. 1). Второй вулканокластический горизонт по мощностям (до 60—150 м) и фациям сходен с первым. Он ориентирован в том же близмеридиональном направлении, несколько смещаясь к востоку. Положение цепочки древних эруптивных аппаратов третьей вспышки смещалось еще восточнее, располагаясь в 15—20 км от линии, соединяющей зоны максимальных мощностей нижнего вулканокластического горизонта.

Периодическое излияние вулканических образований вдоль различно расположенных разломов благоприятствовало формированию своеобразных покровов, которые при прочих равных условиях могут быть экранами для подвижных флюидов нефтяного ряда. Так, в разломной зоне Балконес-Люлинг и Мексиса-Талко на северном склоне Мексиканского прогиба распространено несколько массивов вулканических пород, экранирующих или вмещающих промышленные скопления нефти. На большинстве месторождений залежи нефти связаны с выветренной и трещиноватой частью изверженных пород, внедрившихся в толщу региональных нефтегазоносных мезозойских отложений.

Например, на месторождении Литтон-Спрингс, находящемся в северо-западной части Внутренней зоны разломов, изверженные породы (серпентиниты) внедрились в толщу меловых нефтегазоносных отложений вплоть до свиты Тейлор (рис. 44). Основные залежи приурочены главным образом к верхней выветренной части серпентинитов, только небольшая залежь в свите остин экранирована покровом серпентинитов в юго-восточной части структуры.

На о-ве Куба Кубинский мегантиклинорий и краевой прогиб Богемской платформы (Чехович, 1965) сочленяются по крупному разлому, в шовной зоне которого по всему северному краю о-ва Куба внедрены серпентинитовые интрузии. В этой зоне туфогенные и интрузивные породы надвинуты на карбонатные меловые и верхнеюрские отложения. Вдоль поперечных близмеридиальных разрывов происходили сбросо-сдвиговые перемещения отдельных блоков. Наиболее четко выраженные сдвиги

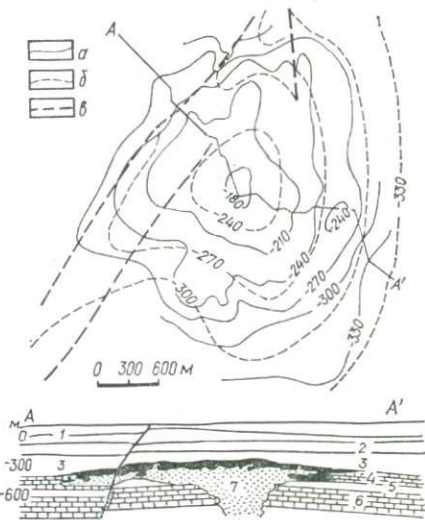


Рис. 44. Структурная карта и схематический разрез месторождения Литтон-Спрингс, Техас.

Изогипсы кровли: *a* — серпентинитов, *б* — свиты остин (K_2); *в* — сбросы; цифры на профиле: 1 — милдэй, 2 — наварро, 3 — тэйлор, 4 — остин, 5 — баладждордзтаун, 6 — эдвардс, 7 — серпентиниты.

наблюдаются в районе Кайо Романо и Нипс. В Северо-Кубинской впадине есть небольшие месторождения (Санта-Мария, Гуанабо, Виа-Бланке, Харуко и др.), приуроченные к зонам близмеридиональных разломов, по которым мигрировали углеводороды из нефтематеринских пород краевого прогиба (Левченко и др., 1972). Нефтедержащими здесь являются карбонатные отложения верхней юры и нижнего мела. Южно-Кубинская впадина выполнена в основном кайнозойскими образованиями. В ней открыты месторождения нефти Хатибанико, Каталина, Кристалеси и др. Нефтеносны трещиноватые и разрушенные постэоценовые серпентиниты, контактирующие с меловыми (Бакурианао, Хатибанико и др.), палеогеновыми (Мотембо) и неогеновыми известняками и мергелями. На месторождении Хатибанико нефтеносны вулканические породы мела, а на месторождении Кристалес — меловые известняки, туфы и конгломераты. Плотность нефти 0,7—0,96 г/см³. Месторождения приурочены к приразломным поднятиям (Хатибанико) и моноклиналям, дислоцированным сбросами (Бакурианао, Мотембо, Гуанабо и др.).

На месторождении Бакурианао, расположенном в 15 км от г. Гаваны, нефть добывается с глубины 120—360 м из серпентинитов, контактирующих с меловыми отложениями. Пробуренная в 1964 г. глубокая скважина прошла серпентинитовое тело и вошла в регионально нефтегазоносные песчаники и конгломераты мела с обильными нефтепроявлениями. На месторождении Мотембо, находящемся в пределах моноклинали, нарушенной внедренным серпентинитовым телом и ограниченной мергелями палеогенового возраста, промышленные скопления нефти приурочены к трещиноватым серпентинитовым образованиям. Дебиты скважин достигают 70 т/сут. В грабене Лимань во Франции многочисленные естественные выходы нефти, асфальта и других битумов выявлены в агломератовидных породах — «пепперитах», залегающих в виде лакколлитов и образовавшихся в результате частичного «переваривания» базальтовыми и групповыми дайками, некками, мергелистых известняков вблизи Клермон-Феррана (Краюшкин, 1973). Твердые асфальтовые битумы пропитывают не только «пеппериты», но и известняки, мергели и песчаники олигоцена в основании несогласных серий. В породе содержится 9—18% асфальта с годовой добычей 18—20 тыс. т. Основные месторождения асфальта находятся в Пон де Шато вблизи г. Клермон-Феррана.

Нефтяные залежи обнаружены и в других регионах мира (Иванов, 1977), где вулканогенные образования выполняют роль коллектора или экрана и в той или иной мере связаны с глубинными разломами. Однако промышленные скопления нефти и резе газа в вулканогенных образованиях встречаются, как правило, в тех областях, где развиты регионально нефтегазо-

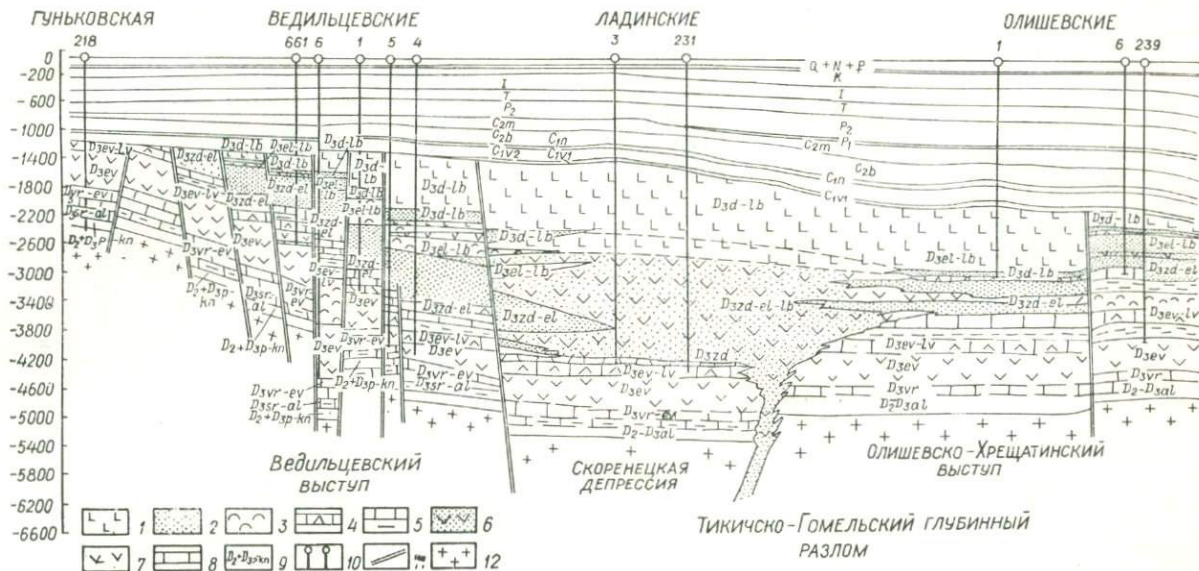


Рис. 45. Схематический геологический профиль вдоль простирания Припятско-Маньчского глубинного разлома по линии гуньковской, ведильцевских, ладинских и олишевских скважин (по В. К. Гавришу и Л. И. Рябчун):

1 — данково-лебедянские эффузивно-туфогенные породы; 2 — данково-лебедянские и задонско-елецкие терригенные серо- и пестроцветные осадки; 3 — елецко-лебедянские и воронежско-евлановско-ливенские соленосные отложения, представленные каменной солью с прослоями известняков, ангидритов и аргиллитов; 4 — елецко-лебедянские и воронежско-евлановско-ливенские аналоги соленосных отложений, представленные ритмичным чередованием известняков, ангидритов, мергелей и аргиллитов; 5 — задонско-елецкая карбонатно-глинистая толща; 6 — задонско-елецко-лебедянские эффузивно-туфогенные образования, представленные базальтами и туфами; 7 — евлановские, алатырские и семилукские эффузивно-туфогенные образования; 8 — воронежские, евлановские, алатырские и семилукско-саргаевские карбонатно-глинистые отложения; 9 — среднедевонская и пашийско-кыйновская терригенная толща; 10 — буровые скважины; 11 — разрывные нарушения; 12 — породы докембрийского фундамента.

носные осадочные толщи. Непосредственно в вулканогенных породах, выполняющих зону разлома или вулканический канал, промышленных скоплений нефти пока не установлено.

По данным Е. И. Савочкина (1968), в пределах хребта Западный Тарбагатай (в Прибалхашье), ограниченного краевыми разломами северо-западного простирания, выделяется два типа глубинных структур северо-восточной ориентировки, являющихся поперечными по отношению к складчатому поясу: поперечные поднятия, приуроченные к участкам максимального расширения выходов древних дислоцированных образований и «синтаксисы», расположенные на участках сужения выходов древних отложений, фиксируемых резким изгибом складчатых структур.

Сравнительный анализ пространственного распределения интрузий и вулканического материала показал, что поперечные поднятия представляют собой максимальные концентрации магматических проявлений всех тектоно-магматических этапов начиная со среднего ордовика. В их пределах возрастает мощность земной коры. «Синтаксисы», ограничивающие с юго-востока поперечные поднятия и совпадающие с выступами в кровле базальтового слоя, являлись наиболее пронизываемыми областями при вулканизме, играя особую роль в формировании и локализации вулканических образований различного возраста. Вблизи них находится большинство субвулканических тел и особенно древних вулканов.

Аналогичная приуроченность вулканогенного материала наблюдается в Днепровско-Донецком рифте (Гавриш, Рябчун, 1977). Здесь девонские вулканы приурочиваются к глубинным структурам северо-восточной и близмеридиональной ориентировки. Отсутствие нефтяных и газовых месторождений в девонских отложениях Черниговской седловины, где девонский вулканизм весьма широко развит, и приуроченность промышленных скоплений к межсолевым задонско-елецким и подсолевым породам девона Припятского прогиба, где девонские вулканы не развиты, дают основание считать, что вулканогенные образования играли отрицательную роль в формировании промышленных скоплений нефти и газа в девонских коллекторах Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции. Вместе с тем относить область развития вулканогенных образований к бесперспективным площадям пока преждевременно. Принимая во внимание многократность вулканических извержений и различную площадь их распространения (рис. 45), а также учитывая экранирование вулканическими образованиями залежей нефти в других нефтегазоносных провинциях мира (см. рис. 44), пока необоснованно считать бесперспективной территорией Черниговскую седловину Днепровско-Донецкого рифта. Необходима постановка специальных научно-исследовательских и полевых геофизических работ в комплексе с параметрическим бу-

рением для выявления регионально нефтегазоносных толщ, выделения участков возможного экранирования этих толщ плотными вулканогенными образованиями (Гавриш, 1975). Заслуживает внимания также постановка специальных исследований для выявления трещиноватых зон в вулканических образованиях, где залежи могут экранироваться глинистыми и соленосными толщами. Первоочередными объектами для поисков залежей нефти и газа, связанных с вулканогенными образованиями, являются зоны глубинных разломов. Геолого-геофизическими работами следует прежде всего уточнить достоверность выделения и прослеживания того или иного разлома, изучить историю его геотектонического развития, этажность, характер проявления вулканизма (рис. 45) и пр.

**ВЛИЯНИЕ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ НА РАЗМЕЩЕНИЕ
КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Глубинные разломы по-разному влияли на размещение промышленных скоплений нефти и газа, что зависело от глубины заложения разлома, длительности, активности и характера его развития, наличия вулканитов, регионально-нефтегазоносных толщ и пр. Анализ карты разломной тектоники Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, составленной Ф. Г. Гурари и другими авторами (1967), показывает, что к ее внешней зоне тяготеют Иртыш-Надымская (западная) и Таз-Алейская (восточная) системы разломов и разрывов (Суворов, 1973), которые оказали основное влияние на структурный план осадочного чехла. В Иртыш-Надымской системе герцинского и каледонского заложения преобладают разломы близмеридионального и северо-восточного простираний (см. рис. 43), которые как бы оперяют меридиональные разломы Урала. Таз-Алейские разломы северо-западной и близмеридиональной ориентировки располагаются кулисообразно к разломам западной окраины Сибирской платформы. Они имеют преимущественно байкальское, салаирское и позднегерцинское заложения (Проводников, 1968).

По данным А. И. Суворова (1973), в Иртыш-Надымской системе выделяются Приуральская, Сургутская и Иртышская подсистемы разломов. Первая прослеживается от Обской губы на севере до р. Тоболи на юге. Здесь пересекаются разломы север-северо-восточного и север-северо-западного простирания (Березовский, Алтымский, Тюменско-Нахрачинский, Курганский и др.); Сургутская подсистема приурочена к Надымской и Ханты-Мансийской синеклизам; Иртышская, примыкая к Казахской складчатой зоне, занимает склоны Кокчетавского массива и Омскую синеклизу. Простирание разломов северо-западное и северо-восточное. Первое наследует ориентировку Тургайской синеклизы, а второе трассируется вдоль р. Иртыша.

Таз-Алейская система разломов состоит из Приенисейской, Тазовской и Кулундинской подсистем (Суворов, 1973). Приенисейская подсистема представляет собой сравнительно узкую и протяженную зону, дугообразно обрамляющую Сибирскую платформу. На востоке она ограничивается Енисейским глубинным разломом, а на западе — Таймыр-Кузнецко-Алатауским (Проводников, 1968). По данным Ф. Г. Гурари и др. (1967),

разломы вытянуты в северо-западном и меридиональном направлениях, образуя в пересечениях острые углы, биссектрисы которых совпадают с общим дугообразным простиранием подсистемы. Тазовская подсистема находится между Гыдан-Омским и Таймыр-Кузнецко-Алатауским глубинными разломами от устья Таза на севере до Томского структурного выступа на юге. Разрывы внутри этой подсистемы северо-западные и северо-восточные. Кулундинская подсистема берет свое начало от Омской синеклизы и простирается в северо-восточном направлении вдоль Колыван-Томской складчатой зоны. В ее пределах развиты сравнительно короткие разрывы северо-западной, меридиональной и близширотной ориентировок.

Наиболее четко выраженным и крупным разломом является Гыдан-Омский глубинный разлом близмеридиональной ориентировки длиной около 2000 при ширине 30—50 км. Он прослеживается от Тазовской губы до Казахской складчатой системы. Положение нижних кромок разлома зафиксировано на глубине свыше 25—30 км — в низах базальтового слоя (Мурзина и др., 1968). Внутри разлома предполагается развитие основных пород. В зоне разлома по триасовым горизонтам локализуется Уренгойско-Колтогорский грабен (Суворов, 1968) длиной 1800 км, шириной 30—40 и глубиной до кровли складчатого основания 3—4 на юге и 8—10 км на севере. В течение юры, мела и палеогена на долготе 78° в зоне Гыдан-Омского разлома и в непосредственной близости от него существовала серия продольных прогибов и поднятий, образовавших несколько кулис (Рудкевич и др., 1970). Поднятия наиболее активно развивались в олигоцене и неогене. Предполагается, что зоны разломов триасового возраста представляют собой структуры растяжения. Они возникли в условиях воздымания Уральско-Сибирской геосинклинали. Однако перистое расположение многих разломов по отношению к разломам Урала позволило А. И. Суворову (1973) рассматривать их генезис в связи с возможными сдвиговыми подвижками по Уральским разломам, направленными по часовой стрелке. Характерна исключительная автономность Иртыш-Надымского и Таз-Алейского глубинных разломов, развивавшихся на протяжении платформенной и доплатформенной стадий независимо друг от друга под влиянием процессов в соседних геосинклинальных областях Урала, Казахстана, Алтая и Саян.

Во внутренней области Западно-Сибирской плиты фундамент находится на глубинах 3—4 км, погружаясь в северном направлении. Здесь широко развиты крупные антеклизы и синеклизы, которые включают своды, мегавалы, мегапрогибы и крупные поднятия. Плотность последних увеличивается к центру платформы и к ее северной части. Формирование поднятий в этих частях было более длительным (юрско-палеогеновым) и равномерным, чем в зоне внешнего пояса локальных поднятий,

которые в основном образовались в юрское и готерив-валанжинское время.

В платформенном чехле выделяют следующие нефтегазоносные толщи: ниже-среднеюрскую, верхнеюрскую, ниже-средневаланжинскую, верхневаланжинскую, готерив-барремскую, апт-альб-сеноманскую, турон-сеноманскую. Промышленные притоки газа на некоторых площадях Березовского газоносного района получены также из трещиноватых гранито-гнейсов и метаморфических сланцев фундамента.

Большинство нефтяных месторождений приурочено главным образом к центральной части региона Среднеобской нефтяной области и Шанискому нефтяному району. Преимущественно газоносные земли окружают нефтеносную область с запада (Березовский газоносный район), с севера (Северо-Тюменская область) и с востока (Васюганская нефтегазоносная область). Установить какую-либо связь в размещении нефтяных и газовых районов и областей с описанной выше сеткой глубинных разломов (см. рис. 43) не представляется возможным. Логичнее эта закономерность объясняется комплексным анализом геотермических, тектонических, литологических, геохимических и гидрогеологических условий, выполненным Г. П. Евсеевым, Н. М. Кругликовым и другими исследователями («Анализ влияния»..., 1971, рис. 67). Так, к наиболее четко выраженному Гыдан-Омскому глубинному разлому на севере приурочены Уренгойское, Губкинское и Комсомольское гигантские газовые месторождения; в его центральной части широко развиты нефтяные месторождения (Советское, Медведовское и др.) Васюганской нефтегазоносной области, ориентированной в близширотном направлении вдоль р. Оби, совпадающей с максимальным воздыманием Нижневартовского и Александровского сводов. Несколько южнее последних в зоне Гыдан-Омского разлома снова появляются Северо-Васюганское, Мыльджинское и другие газовые месторождения, а еще южнее Межевское и Веселовское нефтяные месторождения. Не зафиксировано нефтяных или газовых месторождений на большей части Таймыр-Кузнецко-Алатауского глубинного разлома. Только на его северном участке выявлено Тазовское, Заполярное и другие газовые месторождения.

Сопоставление карты разломов Среднеобской нефтеносной области, приуроченной к Сургутскому своду, с размещением месторождений позволило Н. В. Шаблинской («Анализ влияния»..., 1971) сделать следующие выводы: 1) большинство месторождений (до 75%) в той или иной мере тяготеет к зонам развития тех или иных систем разломов; 2) связи между густотой разломов, количеством месторождений и их запасами не наблюдается; 3) в промежутках между месторождениями или их группами, а также на участках полного отсутствия месторождений сеть разломов имеет такую же густоту, как и в нефте-

газоносных районах. Если в размещении месторождений относительно системы древних разломов не устанавливается никакой связи, то в приуроченности месторождений к зонам кайнозойских разломов прослеживается определенная закономерность. Так, из 48 месторождений 18 (33%) тяготеют к разломам этой генерации. Не улавливается зависимость стратиграфических этажей нефтегазоносности от систем и типов разломов. Например, густота разломов в Сургутском нефтяном районе несколько больше, чем в Нижневартовском, а этаж нефтеносности, напротив, несколько ниже. Здесь, видимо, сыграло определенную роль опесчанивание тоарской и вартовской свит на Нижневартовском своде.

Вместе с тем разрывы влияли на вертикальную миграцию нефти и газа в породы, залегающие на юрских регионально нефтегазоносных образованиях. Так, на Средневазюганском и соседних с ним месторождениях юго-восточной части Западно-Сибирской низменности нефть и газ в меловых отложениях обнаружены на структурах, осложненных разрывами (Мыльджинское, Средневазюганское и др.), и не встречаются на тех поднятиях, где юрские и меловые образования не нарушены разрывами. В Западно-Сибирской низменности нефтяные и газовые месторождения приурочены к локальным поднятиям, как правило, не осложненным разрывной тектоникой. Крупные и гигантские месторождения газа этого региона (Уренгойское, Губкинское и др.) в общем тяготеют к зоне Гыдан-Омского глубинного разлома (см. рис. 43).

Изучением роли разрывных структур в размещении залежей нефти и газа Предкавказской нефтегазоносной провинции также занималась Н. В. Шаблинская («Анализ влияния»..., 1971). Используя главным образом геофизические материалы, она выделила разновозрастные и различно ориентированные глубинные разломы, среди которых преобладали разломы северо-западной и близширотной ориентировки. На розе-диаграмме эти системы представлены большими лепестками, свидетельствующими об обилии разломов указанных направлений. Системы состоят из нескольких зон, объединяющих отдельные параллельные между собой или близкие к ним разломы в местах их сгущения. Ширина этих зон иногда достигает 50 км. Разломы северо-западной ориентировки и герцинской генерации часто «интродуцированы». По данным ГСЗ, из 12 «интродуцированных» разломов выделяются шесть коровых и шесть мантийных. Разломы близмеридиональной и северо-восточной ориентировки на розе-диаграмме образуют малые лепестки, что указывает на их второстепенное распространение.

Разломы оказывали некоторое влияние на геологическое развитие мезо-кайнозойского осадочного чехла. Основными системами разломов, согласованными по простиранию с региональными структурными планами Скифской плиты, являются доме-

зозойские. Они, очевидно, в юрский и меловой периоды играли главную роль в формировании их структурного плана, например в образовании Прикумско-Тюленевского, Благодарненского, Расшеватского и других валов. Секущие разломы служат хорошим показателем горизонтального (на 5—6 км) смещения согласных, в том числе и «интродуцированных» разломов в более молодое (послемеловое) время. Анализируя сетку размещения разломов и месторождений нефти и газа Предкавказской провинции, Н. В. Шаблинская приходит к тому же выводу, который она сделала, изучая Среднеобскую нефтегазоносную область, т. е. что прямой связи между густотой разломов, количеством месторождений и их запасами не наблюдается. В промежутках между месторождениями или их группами, а также в районах полного отсутствия последних сеть разломов имеет такую же густоту, как и на нефтегазоносных участках. Если в большинстве случаев не улавливается явной связи между сеткой древних разломов и размещением месторождений, то к некоторым из них, например Ахтырскому, развивавшемуся в кайнозое, тяготеет целая цепь многочисленных мелких месторождений (см. рис. 7). Вместе с тем наиболее крупное Анастасиевско-Троицкое месторождение располагается вдали от этого разрыва, в приосевой части Западно-Кубанского прогиба.

В зоне главного сброса южного Припятско-Манычского краевого глубинного разлома Днепровско-Донецкого рифта на Михайловском, Голубовском, Ильичевском, Левенцовском и других прислоненных поднятиях, а также на Новотроицком и Бугреватовском приразрывных поднятиях северного Барановичско-Астраханского краевого разлома развиты в основном малопластовые нефтяные и газовые месторождения, содержащие небольшие запасы. В то же время удаленные от главного сброса Качановское, а также Рыбальское месторождения, тяготеющие к внутриразломным мульдам, содержат многопластовые залежи нефти и газа, а гигантские Шебелинское и Западно-Крестищенское газовые месторождения тяготеют к приосевой части Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, где глубинные разломы по геолого-геофизическим данным не фиксируются или имеют неглубокое коровое заложение.

Аналогичная картина установлена в Южно-Африканском грабене Баия, где самое крупное (свыше 25 млн. т нефти) месторождение Агуа-Гранде приурочено к центральной части грабена. В зонах его краевых разломов Мараго и Салвадор крупные месторождения не обнаружены. Небольшое месторождение Лобато с шириной залежи до 240 м установлено в восточной прибортовой зоне парного разлома Салвадор (см. рис. 33). Здесь свыше 25 нефтяных и газовых месторождений группируются в две зоны нефтегазонакопления, ориентирующихся вкрест простирания грабена Баия. К северной зоне тяготеют месторождения Педрас, Агуа-Гранде, Пожука, Мата и др.,

а к Южной — Дом-Жоау, Парамирин, Кандейас и др. (Коце-руба, 1968). Не исключена возможность, что это группирование обусловлено наличием поперечных глубинных структур или разломов.

Восточнее грабена Баня вдоль Атлантического океана вырисовывается грабен Сержипе-Алагаос, где крупнейшее в Бразилии месторождение Кармополис с запасами около 150 млн. т нефти и другие месторождения также находятся вдали от краевых разломов грабена. В центральной грабене Кабийской впадины Индостана крупные скопления нефти и газа тяготеют не к краевым разрывам, а связаны с приразрывными и надразрывными поднятиями его приосевой части.

К краевым разломам Рейнского рифта тяготеют мелкие месторождения нефти и газа, а к центральной части более крупные. Например, самое крупное Пешельбронское нефтяное месторождение приурочено к моноклинали, дислоцированной разрывами с многочисленными поверхностными битумопроявлениями (Гавриш, 1974, рис. 14). Аналогичная картина наблюдается в зоне Штейнбергского глубинного разлома сбросового типа, где выявлены многочисленные, но небольшие месторождения, тяготеющие к локальным поднятиям и к зонам дробления на месторождениях Маустренк и др. Однако наиболее крупные нефтяные (Матцен, Шейнкирхен и др.) и газовые (Таллесбрун) месторождения выявлены в центральной депрессии, где они связаны с Матцен-Адеркласским блоком и дают две трети добычи провинции. Нефтяное месторождение Матцен находится в пологой брахиантиклинали с углами наклона $1,5^\circ$, разбитой сбросами. Залежи заключены в песчаниках гелльвета, тортона, сармата и паннона. Из матценского песчаника тортона мощностью до 28 м начальные дебиты нефти достигали 300 т/сут. Промышленные притоки нефти встречены во флишевом основании погребенного выступа. В северной части Центральной депрессии находится самое крупное в Чехословакии нефтегазовое месторождение Грушки, а на юго-восточном крыле этой депрессии — месторождение Сухоград.

Приуроченность некоторых нефтяных месторождений к зонам активных глубинных разломов не установлена также на Восточно-Европейской докембрийской платформе. Так, например, известное Ромашкинское нефтяное месторождение, располагается вдали от активных разломов. Хотя Татарский свод, к наиболее высокой части которого тяготеет Ромашкинское месторождение, и окружен разломами, игравшими, по мнению Н. А. Кудрявцева (1973), роль основных путей миграции глубинной нефти, однако уверенно сказать, что преобладало в формировании Ромашкинского месторождения — вертикальная миграция поступающей по разломам глубинной нефти или боковая миграция флюидов из нефтематеринских толщ Верхнекамской, Абдулинско-Серно-

водовской, Бавлинской, Казанско-Кировской и других впадин — пока трудно.

В пределах Ромашкинского нефтяного месторождения основные залежи нефти связаны с регионально нефтегазоносной терригенной частью девона (пашийский горизонт), а второстепенные — с вышележащими турнейскими и бобринскими образованиями на отдельных локальных поднятиях, осложняющих Ромашкинскую структуру. В бобринском горизонте Альметьевского выступа насчитывается до 70 небольших залежей. Разрывов в осадочной толще на этой структуре нет. Нет их также на Бавлинском, Туймазинском, Ульяновском и других нефтяных месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Вдали от главного сместителя Предзагорского краевого глубинного шва, разделяющего Аравийскую плиту и складчатую систему Загрос, располагаются месторождения-гиганты Сафания-Хафджи, Гхавар, Бурган и другие. Хотя некоторые исследователи трассируют через эти месторождения разломы (см. рис. 36), однако выраженность и глубинность их, видимо, менее четкая, чем Предзагорского глубинного шва. О формировании этих месторождений нет единой точки зрения. Образование гигантских месторождений нефти Гхавар и Бурган Н. Ю. Успенская и др. (1972) объясняют устойчивым прогибанием Аравийской плиты, сопровождаемым большими градиентами мощностей юрских и меловых отложений на дислоцированных разломами блоках, где формировались крупные валобразные поднятия, а также региональным распространением нефтегазоносных комплексов, содержащих прекрасные коллекторы, перекрытые эвапоритовыми экранами. Аналогичной точки зрения придерживаются П. Н. Кропоткин, Б. М. Валяев (1971), которые на примере Восточно-Европейской и Африкано-Аравийской платформ доказывают, что плотность месторождений возрастает с увеличением наклона поверхности фундамента. Если при наклоне 1—10 м/км плотность месторождений на $1 \cdot 10^4$ км² составляет 0,066, то при наклоне 20—40 м/км плотность месторождений возрастает до 0,279, а при наклоне более 80 м/км — до 0,755.

Совершенно иная точка зрения о природе формирования гигантских нефтегазовых месторождений Персидского залива и других регионов у сторонников новой глобальной тектоники, или тектоники плит (Хедберг, 1970; Сорохтин, 1974; Федынский, Сорохтин, Ушаков, 1976), выдвигающих идею о том, что при поддвигании (субдукции) одной литосферной плиты под другую происходит «засасывание» осадочного чехла (пелагических осадков), богатого биогенным веществом, на значительное расстояние под островные дуги и активные окраины континентов. При трении плит по зоне глубинного поддвига выделяется большое количество тепла, способствующего разогреву

пород, дегидратации океанической коры и осадков, сопровождаемой выделением значительных объемов перегретой воды. Попавшее с осадками биогенное вещество подвергается термолузу. Образовавшиеся углеводороды вымываются термальными водами из зон субдукции и под большим давлением перегретых паров и воды мигрируют в осадочно-вулканогенные и осадочные коллекторы смежных регионов. Длительное и многократное подвигание богатых органическим веществом пород способствовало формированию нефтегазоносных бассейнов палеозойского и мезозойского возраста в древних зонах субдукции.

Углеводороды мигрировали от места их возникновения вверх из зон Заварицкого — Беньюфа в сторону тыльных участков островных дуг, краевых морей и пр. Предполагается, что большая часть углеводородов, мигрирующая в сторону океана, теряется безвозвратно. Вместе с тем В. В. Федынский и др. (1976), используя описанный выше «механизм», предложенный Х. Д. Хелбергом (1970), объясняют формирование таким образом месторождений нефти и газа Индонезии, Западной Камчатки, Японии, о-ва Тонга и др. Образование более крупных, в том числе и гигантских месторождений нефти и газа, по мнению этих исследователей, происходит при подвигах под островные дуги или активные периферические зоны континентов пассивных окраин других континентов с мощной линзой терригенных осадочных пород перед их краем. Из попавшего под островную дугу осадочного клина активно выжимались и практически без потерь мигрировали углеводороды в сторону окраин поддвигаемых континентальных платформ, способствуя формированию гигантских месторождений нефти в Персидском заливе, на Среднем западе в США, на востоке Восточно-Европейской платформы и пр. В. В. Федынский и др. (1976) предполагают, что в зоны поддвигов было «затянуто» около $7 \cdot 10^{15}$ т биогенного вещества океанических осадков.

Предложенная идея «засасывания» осадков океанического ложа встретила существенные возражения. Так, В. Б. Оленин и Б. А. Соколов (1974), Н. Я. Кунин (1976) и др. вслед за В. Е. Ханым (1974), Дж. Пекком и Д. Фальви (1974), хотя и отмечают прогрессивность взглядов мобилистов о формировании океанических геосинклиналей, рифтообразовании и большом размахе горизонтальных движений в земной коре, но высказывают серьезные возражения против формирования таким путем нефтегазовых месторождений. Прежде всего весьма сомнительна возможность «засасывания» осадков океанического ложа, поскольку залегающая на поддвигаемой плите «пленка» рыхлых осадков должна «соскребаться» жесткой поддвигаемой плитой, а не «засасываться» вглубь. Глубоководные осадки желобов и океанического ложа обладают невысоким нефтематеринским потенциалом. Органическое вещество достигает глубоких горизонтов и захороняется лишь после длительного окисления в

океанической воде. «Засасываемое» органическое вещество постепенно подогревается до температуры 400°С. Это подогревание было значительно интенсивнее, чем пребывание органического вещества в условиях диа- и катагенеза нормально погружающихся нефтегазоносных бассейнов, и поэтому при субдукции оно «не успеет» сколько-нибудь полно реализовать свой нефтематеринский потенциал. Следовательно, миновав зону катагенеза, органическое вещество окажется в зоне слишком высоких температур, при которых не накапливаются нефтяные углеводороды, а разрушаются.

Сторонники неорганического синтеза нефти объясняют скопление гигантских месторождений наличием в Персидском заливе глубинных разломов. Так, по мнению Г. Н. Доленко (1976), месторождения Бурган и Гхавар с запасами соответственно 11385 и 10700 млн. т образовались в зоне субдукции, когда океаническая кора по глубинным разломам достигла астеносферы. Это активизировало различные процессы в последней и способствовало синтезу углеводородов, поступавших затем по глубинным разломам в коллекторы осадочной толщи.

Нам представляется, что для окончательного решения значимости глубинных разломов в накоплении гигантских месторождений нефти и газа типа Бурган и Самотлор необходима постановка специальных исследований. Имеющиеся высказывания основываются пока на очень скудных материалах и весьма гипотетичны. Вместе с тем приуроченность месторождений Бурган, Сафания-Хафджи и Гхавар к зонам пересечения близмеридиональных разломов с разломами северо-западной ориентировки разлому дает основание утверждать, что близмеридиональные глубинные разломы, осложняющие регионально нефтегазоносные толщи мезозоя, играют немаловажную роль в аккумуляции крупных месторождений нефти и газа.

ВЫВОДЫ

Проведенные исследования показали, что глубинный разлом — это не единичный разрыв, обычно рисуемый на мелкомасштабных картах, а сложно построенная широкая (до 5—40 км), интенсивно нарушенная разрывами и складками региональная (200—2000 км и более), глубокозаложенная (до 50 км и более), длительно и многофазно развивающаяся зона тектонического перемещения горных пород, которая существенно влияет на распределение мощностей и литофаций осадочных толщ. Поэтому зоны глубинных разломов можно рассматривать не только как пути возможной миграции флюидов, но и как самостоятельные объекты для аккумуляции углеводородов и поисков в их пределах нефтяных и газовых месторождений.

Глубинный разлом обычно устанавливается по комплексу геолого-геофизических признаков. Для уверенного трассирования разломов (особенно погребенных) требуется достаточная изученность региона и большой опыт интерпретатора. Отсутствие одного из показателей часто приводит к условности и противоречивости выделения и трассирования глубинных разломов, чему необходимо уделять первостепенное внимание.

По площади, глубине, направлению действия разломообразующих усилий, кинематической природе, расположению относительно надпорядковых структур и продолжительности проявления разломы подразделяются на различные типы, по-разному влиявшие на характер дислоцированности пород и особенности тяготеющих к разломам складок, что сказалось определенным образом на миграции и аккумуляции нефти и газа.

Синтез многочисленного материала показал прямое влияние глубинных разломов на миграцию подземных и глубинных высокоминерализованных вод и неуглеводородных газов, о чем свидетельствуют повышенные аномалии минерализованных вод, водорода, гелия, двуокиси углерода, эндогенного тепла и пр. непосредственно в зонах главных сместителей глубинных разломов. Что касается углеводородных газов и нефти, то следы их миграции (нефтегазопроявления, выбросы и жилы асфальта, нефтяные озера) фиксируются только там, где разломы осложняют регионально или потенциально содержащие нефтегазоносные толщи. При отсутствии последних в зонах разломов иногда наблюдаются только незначительное увеличение (относительно

фонового) содержания метана и слабые нефтепроявления. Свидетельства миграции флюидов фиксируются чаще всего на отрицательных («открытых») участках глубинных сдвигов или сбросо-сдвигов, развитых главным образом в океанах и в тектонически активных областях материков. В зонах разрывов сбросового типа миграция флюидов происходит, как правило, во время горизонтального растяжения верхних горизонтов осадочной толщи.

О роли глубинных разломов в аккумуляции нефти и газа нет единого мнения как среди сторонников биогенного, так и мантийного происхождения нефти, что в какой-то мере зависит от принимаемых представлений или полноты анализируемого материала. Объективное рассмотрение сетки глубинных разломов и размещения месторождений нефти и газа более 35 регионов мира показало, что глубинные разломы, осложняющие нефтегазоносные бассейны, в аккумуляции нефти и газа в целом играют положительную роль. Однако формирование промышленных месторождений зависит от многих факторов и прежде всего от генетических особенностей разлома и условий геотектонического развития нефтегазоносных провинций.

В зонах глубинных сдвигов промышленные и даже гигантские (Уилмингтон, Ла-Пас) месторождения нефти и газа уславлены вблизи оперяющих разломов, но вдали от главного сместителя сдвига. В пределах последнего аккумуляция нефти допустима лишь на участках сдавливания пород, приводящего к образованию прерывисто перекрестной (пальмирской или казахстанской) складчатости. Предполагается, что Охинское и Восточно-Эхабинское, а также Рассел-Рэнчское нефтяные месторождения формировались под влиянием сдвиго-надвигов Восточно-Сахалинского и Сан-Андреасского глубинных разломов.

К надвигам, осложняющим регионально нефтегазоносные толщи, приурочены многоэтажные (Долинское) месторождения в осадочной толще и промышленные скопления нефти в трещиноватых породах фундамента, объясняемые проникновением глубинной нефти или горизонтальным выдавливанием (миграцией) углеводородов из нефтесодержащих толщ. Сдавливание в зонах разломов соленосных образований благоприятствует формированию солянокупольных поднятий и связанных с ними нефтяных и газовых месторождений. Допускается развитие погребенных поднятий и нефтегазовых залежей в пределах поперечных глубинных разломов Днепровско-Донецкой впадины сбросо-сдвигового типа.

Глубинные сбросы часто имеют весьма сложное геологическое строение. Они иногда состоят из нескольких (парных) разломов, способствующих образованию отдельных ступеней, внутриразломных грабенов и горстов, что в свою очередь благоприятно

ятствовало формированию сводовых, тектонически и литологически экранированных залежей нефти и газа. При этом немаловажное значение имеет автономность их геотектонического развития, видимо, обусловленная тепловыми, флюидообразующими и другими процессами. Зона глубинного сброса достигает ширины свыше 40 км, и в ее пределах широко развиты поднятия, прислоненные к главным сбросам, приразломные, надразломные (отраженные) и внутриразломные.

В формировании прислоненных поднятий существенная роль принадлежала вертикальной и горизонтальной конфигурации плоскости сбрасывателя (Гайзельбергское поднятие) и дифференцированным подвижкам присбросовых блоков (Михайловское поднятие), поэтому прислоненные складки часто имеют однокрылую форму. Приуроченные к ним пластовые залежи нефти и реже газа, сводовые или тектонически экранированные, характеризуются небольшими запасами. Для поисков аналогичных залежей в зонах Барановичско-Астраханского и других глубинных разломов рекомендуется обращать особое внимание на участки дугообразных изгибов плоскостей разрывов.

Приразломные или приразрывные складки обычно тяготеют к антитетическим сбросам, расположенным в непосредственной близости к главному сбросу. Антитетические сбросы нередко развивались конседиментационно, что приводило к накоплению довольно крупных месторождений нефти типа Талко. В создании закрытой гидродинамической системы часто принимал участие дугообразный изгиб плоскости сбрасывателя. Для поисков таких месторождений рекомендуется постановка поисково-разведочных работ в зоне Мушинско-Новогригорьевского грабена, Орельского и других дугообразных сбросов Днепровско-Донецкой впадины.

К отдельным разломо-парам приурочиваются надразломные (отраженные) поднятия, содержащие иногда скопления нефти (Речицкое, Анастасьевское). Предполагаются промышленные залежи нефти на Речицком, Липоводолинском и других надразломных выступах не только в коллекторах осадочной толщи, но и в трещиноватых зонах фундамента.

Весьма высокие запасы нефти и газа содержат поднятия, тяготеющие к внутриразломным грабенам с мощными соленосными толщами, способствовавшими образованию солянокупольных поднятий и связанных с ними крупных месторождений с многопластовыми залежами (например, Ханкенсбюттель). Кроме поисков такого типа структур перспективными для постановки геолого-геофизических работ являются периферические участки Холмского, Качановского и других поднятий, где возможны тектонически и стратиграфически экранированные залежи, перекрытые верхневизейскими и другими отложениями.

Интересными для поисков промышленных скоплений нефти и, возможно, газа являются отраженные поднятия, находящиеся

на всяких ступенях глубинных сбросов (Журавненское). С этой целью рекомендуются участки на северном борту Днепровско-Донецкой впадины в приразломной зоне.

Внутриразломные горсты при наличии регионально нефтегазоносных и экранирующих толщ содержат гигантские и сверхгигантские месторождения нефти и газа (Бурган, Сафания-Хафджи, Сарир, Хасси-Р'Мель, Хасси-Мессауд, Оклахома-Сити). Выявленные нами внутриразломные грабены, тяготеющие к южной и северной разломо-парам и ограничивающие внутриразломный горст, при наличии прочих благоприятных условий открывают широкую перспективу поисков крупных месторождений также в зоне Барановичско-Астраханского и других разломов. Проведенный анализ показал, что крупные и гигантские месторождения углеводородов связаны не с главным сместителем глубинных разломов, а с оперяющимися разломами или разрывами, расположенными вдали от них.

Глубинные разломы способствовали обмелению бассейнов, повышению температуры, привносу различных элементов и, следовательно, росту рифогенных образований, содержащих крупные месторождения нефти и газа (Редуотер, Рейнбоу, Кочо-Лейк, Аугила, Расс-Гариб). К глубинным разломам часто примыкают палеореки, песчаные фации которых концентрировали рукавообразные залежи нефти. Целесообразна постановка геолого-геофизических работ на поиски рифогенных и рукавообразных залежей в зонах Смеловско-Холмского, Верховцевско-Льговского и других глубинных разломов Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции.

Подвижки блоков вдоль разломов благоприятствовали резкому увеличению трещиноватости, а движение горячих подземных вод приводило к улучшению их коллекторских свойств и накоплению крупных месторождений типа Дип-Ривер, Сибио и др. Для поисков аналогичных залежей в породах кристаллического фундамента и известняках палеозоя на Верховцевско-Льговском, Орехово-Харьковском и других близмеридиональных глубинных структурах и разломах Днепровско-Донецкой впадины необходимы специальные геолого-геофизические исследования.

Наличие в зонах глубинных разломов периодически извергавшихся вулканических образований с различной вертикальной и горизонтальной площадью распространения, часто экранирующих залежи нефти на месторождениях Санта-Мария, Гуанабо и др., дает основание рекомендовать зону пересечения Новомиргородско-Щорсовского разлома с Барановичско-Астраханским и прочие участки для постановки геолого-геофизических работ с целью поисков залежей нефти в девонских вулканических образованиях.

ЛИТЕРАТУРА

- Аверьев В. А., Бланк М. М., Брайловский Г. С.* Особенности размещения залежей нефти и газа в центральных районах ДДВ.— В кн.: Вопросы геологического строения, нефтегазоносности и эффективности поисковых работ на нефть и газ в восточных и южных районах Украины. М., 1973, Тр. ВНИГНИ. Вып. 137, с. 16—28.
- Ажгирей Г. Д., Иванкин П. Ф.* Главные вопросы изучения геологии Иртышской зоны смятия.— Бюл. МОИП. Отд. геол., 1952, № 3, с. 27—47.
- Ажгирей Г. Д.* Структурная геология. М., Изд-во Моск. ун-та, 1956. 495 с.
- Ажгирей Г. Д.* Типы главных линейных тектонических структур Земли.— ДАН СССР. Сер. Геология, 1967, 177, № 3, с. 651—654.
- Айзберг Р. Е., Гарецкий Р. Г.* Разломная тектоника Белоруссии и смежных районов.— В кн.: Разломы Белоруссии и Прибалтики. Минск, 1974, с. 7—23.
- Айзберг Р. Е., Гарецкий Р. Г., Синичка А. М.* Сарматско-Туранский линеймент земной коры.— В кн.: Проблемы теоретической и региональной тектоники. М., 1971, с. 41—51.
- Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа.* Вып. 295. Л., 1971. 383 с. (Тр. Всесоюз. научн.-исслед. геол. развед. ин-та).
- Андреева Р. И.* Внутреннее строение складчатого фундамента Днепровско-Донецкой впадины.— В кн.: Материалы по региональной тектонике СССР. М., 1964, с. 29—34.
- Алексейчук С. Н., Старосельский В. И., Шеремета О. О.* Нефтяные месторождения Сахалина. Геология нефти и газа. Справочник. Т. 2. Кн. 1, М., «Недра», 1968, с. 624—655.
- Бабинец А. Е.* Подземные воды юго-запада Русской платформы. К., Изд-во АН УССР, 1961. 378 с.
- Бакун И. Н.* К вопросу об изменении гранулярных коллекторов у зон разрывов.— Литология и полезн. ископаемые, 1968, № 4, с. 15—18.
- Балдуччи А., Поммнер Ж.* Нефтяное месторождение Хасси-Месауд, Алжир.— В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., 1973, с. 382—394.
- Балуховский Н. Ф.* Методика региональных исследований нефтегазоносных провинций. К., «Наук. думка», 1968. 156 с.
- Белоусов В. В.* Основные черты геотектоники. М., Гостоптехиздат, 1954. 601 с.
- Белоусов В. В.* Земная кора и верхняя мантия материков. М., «Недра», 1974. 258 с.
- Беляевский Н. А.* Структурный шов западного Сихоте-Алиня.— ДАН СССР, 1951, 77, № 6, с. 1079—1082.
- Беляевский Н. А., Михайлов А. Е.* Граничные разломы.— В кн.: Разломы земной коры. М., 1976, с. 23—24.
- Бескровный Н. С., Гольдберг И. С., Макаров К. К.* Природные твердые битумы в СССР — важный сырьевой резерв народного хозяйства.— Геология нефти и газа, 1954, № 4, с. 14—20.
- Богданов Н. А.* Строение зон глубинных разломов южного склона хребтов Тукурингра и Джагды.— Бюл. МОИП. Отд. геол., 1960, № 2, с. 52—61.

- Бондарчук В. Г. Очерки по региональной тектоогенезу. К., «Наук. думка», 1972. 259 с.
- Бородулин М. И., Масиенникова Н. П., Хацкель М. Л. Глубинная тектоника Восточного Донбасса и западной части вала Карпинского.— Сов. геология, 1975, № 11, с. 131—139.
- Буриштар М. С., Арбатов А. А., Чернобров Б. С. Связь верхнеюрских рифовых массивов Кавказа с зонами разломов.— Геотектоника, 1967, № 3, с. 18—25.
- Буриштар М. С., Молодых Г. Н., Назаров Д. А. О региональной покровке альбского продуктивного комплекса Предкавказской платформы.— Нефтегазов. геол. и геофиз., 1969, № 12, с. 11—15.
- Валеев Р. Н. Разломы кристаллического фундамента и их роль в формировании структур осадочного чехла. Вып. 21. Казань, 1970, с. 75—93. (Тр. геол. ин-та М-ва геологии СССР).
- Валяев Б. М. Роль разломов в нефтегазоаккумуляции.— В кн.: Разломы земной коры. М., 1976, с. 43—45.
- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 3—15.
- Вернадский В. И. О некоторых очередных проблемах радиогеологии.— Изв. АН СССР, 1935, № 1, с. 1—18.
- Виноградов А. П. Происхождение оболочек Земли.— Изв. АН СССР, Сер. геол. 1962, № 11, с. 3—17.
- Витенко В. А., Кабышев Б. П. Закономерности строения и формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа. Львов, Изд-во Львов. ун-та, 1971. 124 с.
- Войтович В. С. Природа Джунгарского глубинного разлома. М., «Наука», 1969. 192 с.
- Воробьев А. И., Гавриш В. К., Недошовенко А. И. Поиски слабовыраженных структур — важный резерв повышения экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ.— В кн.: Повышение эффективности разведки и ускорение ввода в промышленное освоение месторождений газа в УССР. Харьков, 1976, с. 187—188.
- Вялов О. С. Глубинные разломы и тектоника Карпат.— Геол. сб. 1965, № 9, с. 21—40.
- Гаврилов В. П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазоаккумуляции. М., «Недра», 1975. 270 с.
- Гавриш В. К. К вопросу о формировании прогибов Днепровско-Донецкой впадины в третичное время.— ДАН СССР, 1959, 125, № 1, с. 158—161.
- Гавриш В. К. О природе Каневских «гор».— ДАН СССР, 1957, 113, № 2, с. 414—417.
- Гавриш В. К. Метод палеоструктурно-геологического анализа. К., «Наук. думка», 1965. 146 с.
- Гавриш В. К. Роль глубинных разломов в формировании локальных структур Днепровско-Донецкой впадины (рифтогена).— Геол. журн., 1965а, 25, вып. 6, с. 13—23.
- Гавриш В. К., Балуховский М. П. Про напрямки і методику розшукув нафти й інших корисних копалин на південному борті Дніпровсько-Донецької западини.— Геол. журн. 1965б, 25, вып. 2, с. 3—10.
- Гавриш В. К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения (на примере Доно-Днепровского прогиба). К., «Наук. думка», 1969. 270 с.
- Гавриш В. К. К методике прогнозной оценки нефтегазоносности девонских образований Днепровско-Донецкой впадины.— Нефт. и газовая пром-сть, 1972, № 3, с. 10—13.
- Гавриш В. К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов. К., «Наук. думка», 1974. 160 с.
- Гавриш В. К. Генезис глубинных разломов и миграция флюидов.— В кн.: 8 Jugoslovenski geološki kongres. Ljubljana, 1974а, с. 70—71.
- Гавриш В. К. О путях решения проблемы нефтегазоносности девона Днепровско-Донецкой впадины.— Геол. журн., 1975, 35, вып. 1, с. 63—76.

- Гарецкий Р. Г., Айзберг Р. Е., Микуцкий С. П. Тектоническое положение Припятского прогиба и проблемы его структурного районирования.— В кн.: Проблемы тектоники Припятского прогиба. Минск, 1974, с. 9—23.
- Гейтвуд Л. Особенности геологического строения гигантского месторождения нефти и газа Оклахома-Сити.— В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., 1973, с. 190—218.
- Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР. М., Гостоптехиздат, 1963. 316 с. Авт.: В. В. Глушко, И. Ф. Клиточенко, В. Н. Крамаренко и др.
- Геология нефти. Справочник. Т. 2. Кн. 1—2. М., «Недра», 1968. 1568 с.
- Григорьев С. М. Роль воды в образовании земной коры. М., «Недра», 1971. 263 с.
- Гурари Ф. Г., Конторович А. Э., Острый Г. Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности.— Геология нефти и газа, 1971, № 10, с. 6—10.
- Дикенштейн Г. Х., Строганов В. П. Нефтяные месторождения Западного Узбекистана (Бухаро-Хивинская газонефтяная область).— В кн.: Геология нефти. Справочник. Т. 2. Кн. 1. М., 1968, с. 682—695.
- Долицкий А. В., Кийко И. А. К вопросу о природе крупных разрывных нарушений.— ДАН СССР. Сер. геол., 1965, 163, № 5, с. 1217—1220.
- Доленко Г. Н. Тектонические разрывы Венского бассейна и их роль в формировании нефтяных и газовых залежей.— Геол. сб., 1958, № 5-6, с. 85—94.
- Доленко Г. Н., Варичев С. А., Галабуда Н. И. Закономерность размещения месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции. К., «Наук. думка», 1969. 215 с.
- Доленко Г. Н. Развитие нефтегазоносных провинций в свете тектоники литосферных плит.— Геол. журн., 1976, 36, вып. 3, с. 19—27.
- Евдокимова Т. И. Зависимость высот газовых залежей Северо-Восточного Сахалина от мощности глинистых покровов.— Геология нефти и газа, 1967, № 10, с. 18—22.
- Егоров С. П., Киров В. А., Поле А. В. Нефтяные месторождения Татарской АССР и Удмуртской АССР.— В кн.: Геология нефти. Справочник. Т. 2. Кн. 1, 1968, с. 61—85.
- Ибрагимов З. С. Закономерности изменения коллекторских свойств пород нижнемеловых отложений Бухаро-Хивинской впадины и прилегающих территорий.— Узб. геол. журн., 1967, № 1, с. 19—26.
- Иванов А. М., Павлова В. П., Носова Б. С. Об особенностях нефтей и газов Самотлорского месторождения.— Геология нефти и газа, 1972, № 4, с. 12—19.
- Завьялов В. М. О формировании залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины.— В кн.: Генезис нефти и газа. М., 1967, с. 615—621.
- Карпинский А. П. Залегание и характер дислокаций пород в южной половине Европейской России.— Геол. журн., 3, 1883.
- Кассин Н. Г. Развитие геологических структур Казахстана.— Изв. Каз. ССР. Сер. геол., 1952, вып. 15, с. 3—18.
- Кирюхин Л. Г., Сапожников Р. Б. Тектоника палеозоя Восточного Устья в связи с перспективами его нефтегазоносности.— Нефтегазов. геол. и геофиз., 1973, № 2, с. 3—7.
- Ковалев А. А. Орогены, субдукция и полезные ископаемые.— В кн.: Геодинамика и полезные ископаемые. М., 1976, с. 16—19.
- Конищев В. С. О роли разломов в глубинной тектонике Припятского прогиба.— В кн.: Проблемы тектоники Припятского прогиба. Минск, 1974, с. 209—214.
- Копилянський Р. С. Проблема тріщинуватості порід у нафтовій геології. К., «Наук. думка», 1966. 158 с.
- Корценштейн В. Н. Роль подземной гидросферы в процессах дегазации Земли.— В кн.: Дегазация Земли и геотектоника. М., 1976, с. 35—37.
- Косыгин Ю. А. Тектоника. М., «Недра», 1969. 616 с.

- Краузе Д. К.* Экваториальная зона сдвига.— В кн.: Система рифтов Земли. М., 1970, с. 250—278.
- Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д.* Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., «Недра», 1974. 336 с.
- Кропоткин П. Н.* Напряженное состояние земной коры и тектонические разломы.— В кн.: Разломы земной коры. М., 1976, с. 32—34.
- Кропоткин П. Н., Валяев Б. М.* Глубинная тектоника древних платформ северного полушария. М., «Наука», 1971. 392 с. (Тр. Геол. ин-та АН СССР. Вып. 209).
- Крылов И. А.* Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М., «Наука», 1971. 243 с.
- Кудрявцев Н. А.* Геологические доказательства глубинного происхождения нефти. М., 1959. (Тр. ВНИГРИ. Вып. 132), с. 242—262.
- Кудрявцев Н. А.* Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Л., Гос-топтехиздат, 1963. (Тр. ВНИГРИ. Вып. 215). 220 с.
- Кьюррей Д. Б.* Образование грабенов на соляных куполах в условиях современного проявления процессов осадконакопления и деформации.— В кн.: Вопросы экспериментальной тектоники. М., 1957, с. 137—150.
- Ламакин В. В.* Неотектоника Байкальской впадины. М., 1968. 189 с. (Тр. Геол. ин-та АН СССР. Вып. 187).
- Лейтес А. М., Муратов М. В., Федеровский В. С.* Палеоавлакогены и их место в развитии древних платформ.— ДАН СССР, 1970, 191, № 6, с. 1355—1359.
- Летников Ф. А.* Флюидный режим тектонических зон.— В кн.: Дегазация Земли и геотектоника. М., 1976, с. 30—32.
- Линецкий В. Ф.* Энергетическая сторона процессов миграции нефтяных флюидов в глубинных разломах.— В кн.: Проблемы неорганического происхождения нефти. К., 1971, с. 112—134.
- Лукьянов А. В.* Горизонтальные движения по разломам, происходящие при современных катастрофических смещениях.— В кн.: Разломы и горизонтальные движения коры. М., 1963, с. 34—113. (Тр. ГИ АН СССР. Вып. 80).
- Маркевич В. П., Волков Э. В., Козлова М. И.* Шаимский нефтегазоносный район.— В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., 1964, с. 43—60.
- Мархинин Е. К.* Роль вулканов в выносе вещества мантии и формирование земной коры (на примере Курильской дуги). Междунар. геол. конф. XXIII сессия.— В кн.: Кора и верхняя мантия. М., 1968, с. 207—214.
- Милановский Е. Е.* Разломы рифтовых зон.— В кн.: Разломы земной коры. М., 1976, с. 47—51.
- Михалев А. К., Богданов М. С., Кисилевич И. С.* Новые данные о Северо-Донецком надвиге в Донбассе и их значение.— Геол. журн., 36, вып. 6, 1976, с. 131—134.
- Мельник Ю. П., Яроцук М. А., Русько Ю. А.* Графит в железисто-кремнистых породах Криворожья и его эволюция при метаморфизме.— Геол. журн., 1975, 35, вып. 3, 1975, с. 25—33.
- Мирчинк М. Ф.* Вступительное слово.— В кн.: Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М., 1972, с. 7—15.
- Наливкин Д. В.* Геология СССР. М., Изд-во АН СССР, 1962. 814 с.
- Наливкин В. Д., Ронов А. Б., Хаин В. Е.* Общие закономерности развития Русской платформы и ее геосинклинального обрамления.— В кн.: История геологического развития Русской платформы и ее обрамления. М., 1964.
- Неволин Н. В., Богданова С. Б., Лапинская Т. А.* Основные черты строения фундамента Восточно-Европейской платформы.— МКГ, XXIII сессия. Докл. сов. геол. Пробл. 5. М., 1968, с. 88—91.
- Нестеров И. И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты). Автореф. докт. дис. М., 1967. 48 с.

- Нефть* в кристаллических породах докембрийского фундамента Днепро-Донецкой впадины.— ДАН СССР, 1971, 196, № 3, с. 660—663. Авт.: В. Б. Порфирьев, В. И. Созанский, В. В. Павленко, А. Ф. Шевченко и др.
- Никонов В. Ф.* Некоторые важные критерии поисков нефтяных и газовых месторождений—гигантов.— Геология нефти и газа, 1975, № 4, с. 10—17.
- Оленин В. Б., Соколов Б. А.* «Новый» механизм образования нефти и газа.— Природа, 1975, № 9, с. 42—49.
- Осик Д. Г., Нечаев А. Б.* О динамике флюидов в сейсмически активных областях.— В кн.: Дегазация земли и геотектоника. М., 1975, с. 42—45.
- Острый Г. Б.* Некоторые вопросы состояния и подготовки запасов нефти и газа в Западно-Сибирской низменности.— Нефтегазов. геол. и геофиз., 1965, № 18, с. 8—12.
- Пейве А. В.* Глубинные разломы в геосинклинальных областях.— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1945, № 5, с. 23—46.
- Пейве А. В.* Общая характеристика, классификация и пространственное расположение глубинных разломов.— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1956, № 1, с. 90—105.
- Пейве А. В.* Разломы и их роль в строении и развитии земной коры.— МГК, XXI сессия. Докл. сов. геол., Пробл. № 18, 1960, с. 65—72.
- Пейве А. В.* Тектоника и магматизм.— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1961, № 3, с. 36—54.
- Пейве А. В.* Горизонтальные движения земной коры и принцип унаследованности.— Геотектоника, 1965, № 1, с. 30—37.
- Пейве А. В.* Разломы и тектонические движения.— Геотектоника, 1967, № 5, с. 8—24.
- Пикар Л.* Геологическое строение и поиски нефти в Израиле.— V Междунар. конгр. Геология и геофизика. Т. 1. М., 1961, с. 91—98.
- Пикар Л.* Некоторые соображения о системе грабенов Леванта.— В кн.: Система рифтов Земли. М., 1970, с. 26—34.
- Пипин Л.* Месторождение нефти и газа Пенхендл-Хьюготон, Техас—Оклахома—Канзас.— В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., 1973, с. 170—189.
- Плотников А. А.* Мощност глинистой покрывки как фактор, определяющий высоту залежи углеводородов в ловушке.— Нефтегазов. геол. и геофиз., 1968, № 3, с. 18—22.
- Порфирьев В. Б.* О природе нефти.— Геол. сб. Львовск. геол. о—ва, 1961, № 7-8, с. 13—38.
- Порфирьев В. Б.* Современное состояние проблемы нефтеобразования.— В кн.: Генезис нефти и газа. М., 1967, с. 292—314.
- Понятие «глубинный разлом» и проблемы систематики глубинных разломов.*— В кн.: Разломы земной коры. М., 1976, с. 52—53. Авт.: Ю. А. Косыгин, В. Ю. Забрудин, А. А. Коноваленко, В. А. Кулундышев и др.
- Преображенская Г. С., Клычева Н. Ю., Иванова К. П.* Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа в СССР. Л., «Недра», 1971. 173 с.
- Проблемы тектоники и нефтегазоносности краевых прогибов.* Под ред. Ю. А. Косыгина и М. И. Варенцова. М., «Недра», 1973. 232 с.
- Проблемы тектоники и магматизма глубинных разломов. Т. 1. Глубинные разломы Южного Тянь-Шаня.* Под ред. Д. П. Резвого. Львов, изд-во Львов. ун-та, 1973. 164 с.
- Проводников Л. Я.* Разломы фундамента Западно-Сибирской эпигерцинской плиты.— В кн.: Кайнозой Западной Сибири. Новосибирск, 1968, с. 108—113.
- Резвой Д. П.* Глубинные разломы геосинклинального этапа развития земной коры.— В кн.: Разломы земной коры. М., 1976, с. 22—23.
- Розанов Л. Н.* Разломы земной коры и их связь с нефтегазоносностью платформенных областей СССР.— В кн.: Разломы земной коры. М., 1976, с. 42—43.

- Романов П. Г., Тарасов Ю. А. Геологическое строение некоторых поднятий Восточного Ставрополя по новым сейсмическим данным.— Геология нефти и газа, 1971, № 11, с. 27—32.
- Рождественский В. С. Сдвиги Восточно-Сахалинских гор.— ДАН СССР. Сер. геол., 1969, 187, № 1, с. 156—160.
- Руденко Ф. А., Дробноход Н. И., Мандрик Б. И. Особенности распределения и формирования трещинных вод Украинского щита в свете новейших данных.— Геол. журн., 1972, 32, вып. 3, с. 29—45.
- Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А. Органическое вещество в докембрийских осадочно-метаморфических породах и некоторые геологические проблемы.— Сов. геология, 1971, № 5, с. 3—20.
- Сапрыгин С. М. Динамические системы Сахалинских нефтяных месторождений. Новосибирск, «Наука», Сибирское отделение, 1975. 104 с.
- Соллогуб В. Б., Чекунов А. В. Глубинное строение и эволюция земной коры. В кн.: Проблемы физики Земли на Украине. К., 1975, с. 118—142.
- Соллогуб В. Б., Чирвинская М. В., Чекунов А. В. Днепровско-Донецкий авлакоген — рифтовая система в теле Европейской платформы.— В кн.: Проблемы рифтогенеза. Иркутск, 1975, с. 107—108.
- Солоненко В. П., Тресков А. А., Флоренсов Н. А. Катастрофическое Гоби-Алтайское землетрясение 4 декабря 1957 г.— В кн.: Сейсмогеологический очерк. М., 1960.
- Скорятин В. Д. Об изучении разрывной тектоники по комплексу разно-масштабных космоснимков Земли (метод многоступенчатой генерализации).— Геология и разведка, 1973, № 1, с. 34—51.
- Сорохтин О. Г. Глобальная эволюция Земли. М., «Наука», 1974.
- Стенли Т. Зона разрывных нарушений Висксбург, Техас.— В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., 1973, с. 270—278.
- Современная структура и история тектонического развития Припятской впадины. Минск, «Наука и техника», 1968. 204 с. Авт.: З. А. Горелик, Р. Е. Айзберг, А. М. Синичка и др.
- Субботин С. И., Наумчик Г. Л., Рахимова И. Ш. Мантия Земли и тектогенез. К., «Наук. думка», 1968. 174 с.
- Суворов А. И. Закономерности строения и формирования глубинных разломов. М., «Наука», 1968. 316 с.
- Суворов А. И. Глубинные разломы и тектоническая напряженность земной коры.— В кн.: Давление и механическое напряжение в развитии состава, структуры и рельефа литосферы. Л., 1969, с. 59—61.
- Суворов А. И. Глубинные разломы платформ и геосинклиналей. М., «Недра», 1973. 215 с.
- Судариков Ю. А. Системы разломов и тектоническая зональность эпигерцинской плиты Предкавказья.— Тр. Моск. геол.-поисковой и геофиз. экспедиции. Вып. 5. М., 1966, с. 83—96.
- Тектоника нефтегазоносных областей юга СССР. М., «Недра», 1973. 224 с. Авт.: К. Н. Кравченко, М. В. Муратов, Л. В. Бонгаз и др.
- Тектоническая карта Евразии М1 : 5 000 000. Гл. ред. А. Л. Яншин. М., ГИАН СССР и ГУГК МГ СССР, 1966, 488 с.
- Тяпкин К. Ф. Про здвигову тектоніку в межах Криворіжжя.— Допов. АН УРСР. № 1, 1965, с. 96—99.
- Уилсон Дж. Новый класс разломов и их отношение к континентальному дрейфу.— В кн.: Новая глобальная тектоника. М., 1974, с. 58—68.
- Успенская Н. Ю. Тектоническая структура эпигерцинской платформы Предкавказья и некоторые особенности нефтегазоаккумуляции в ее пределах.— В кн.: Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. М., 1965, с. 37—53.
- Успенская Н. Ю. Пояс крупных разломов в пределах платформы юга европейской части СССР и Средней Азии.— Сов. геология, 1961, № 3 с. 5—12.
- Успенская Н. Ю., Таусон Н. Н. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1972. 295 с.
- Утробин В. Н. Тектоника и перспективы нефтегазоносности подсолевых и надсолевых толщ закарпатских внутренних впадин.— В кн.: Условия обра-

- зования и особенности нефтегазоносности солянокупольных структур. К., 1966, с. 261—271.
- Фридман А. И., Плотников И. А., Шапкин В. М.* Связь состава газовых струй отдельных рудных районов Северного Кавказа.— В кн.: Дегазация Земли и геотектоника. М., 1976, с. 53—57.
- Федынский В. В., Сорохтин О. Г., Ушаков С. А.* Тектоника литосферных плит и новые идеи о происхождении нефти и газа.— В кн.: Геодинамика и полезные ископаемые. М., 1976, с. 23—25.
- Хайн В. Е.* Глубинные разломы: основные признаки, принципы классификации и значение в развитии земной коры (исторический обзор).— Изв. вузов. Геология и разведка, 1963, № 3, с. 13—29.
- Хайн В. Е.* Эволюция земной коры и возможные формы ее связи с процессами верхней мантии.— Сов. геология, 1964, № 6, с. 3—23.
- Хайн В. Е.* Региональная геотектоника. М., «Недра», 1971. 507 с.
- Хайн В. Е.* Общая геотектоника. М., «Недра», 1973. 512 с.
- Хайн В. Е.* Учение о геосинклиналях на новом этапе развития геологической науки.— Вестн. Моск. ун-та. Сер. Геология, 1974, № 2, с. 3—19.
- Хилл М.* Система Сан-Андреас.— В кн.: Система рифтов Земли. М., 1970, с. 145—149.
- Чабаненко И. И.* Основные закономерности разломной тектоники земной коры. К., Изд-во АН УССР, 1963. 153 с.
- Чабаненко И. И.* Зоны региональных разломов Украины, закономерности их размещения и значение для поисков месторождений полезных ископаемых. Автореф. докт. дис. К., 1974. 38 с.
- Чекунов А. В., Гаркаленко И. А.* Глубинные разломы Северного Причерноморья и сдвиговые перемещения по ним.— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1965, № 11, с. 63—71.
- Чекунов А. В.* Орехово-Павлоградский линеймент.— Геол. журн., 1965, 25, вып. 4, с. 24—36.
- Чекунов А. В.* Структура земной коры и тектоника юга европейской части СССР. К., «Наук. думка», 1972. 176 с.
- Чирвинская Л. В., Турчаненко Н. Т., Лев С. И.* К вопросу изучения локальных выступов кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины.— В кн.: Геофизические исследования на Украине. К., 1970, с. 86—91.
- Шатский Н. С.* О глубоких дислокациях, охватывающих платформы и смежной части западного склона Южного Урала.— Бюл. МОИП. Новая сер. 1945, вып. 2/6/, с. 131—145.
- Шатский Н. С.* О глубоких дислокациях, охватывающих платформы и складчатые области (Поволжье и Кавказ).— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1948, № 5, с. 39—66.
- Шатский Н. С.* Избранные труды. Т. 2. М., «Наука», 1964. 720 с.
- Швай А. П.* Подземные воды Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью. М., «Недра», 1973. 105 с.
- Шерман С. И.* Некоторые вопросы метаморфизма и металлогении в зонах глубинных разломов.— В кн.: Вопросы региональной геологии и металлогении Забайкалья. Вып. 3. М., 1967, с. 40—44.
- Шпак П. Ф.* О закономерностях в размещении залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области.— Геол. журн., 1971, 31, вып. 4, с. 4—8.
- Якуцени В. П.* Динамика современной дегазации Земли по данным гелиевозотопного критерия.— В кн.: Дегазация Земли и геотектоника. М., 1976, с. 24—27.
- Яншин А. Л.* Вулканизм и осадочные рудообразования [О книге Г. С. Дзюцендце «Влияние вулканизма на образование осадков»].— Бюл. МОИП. Отд. геол., 1968, 43, № 4, с. 112—125.
- Ярош А. Я.* Строение кристаллического фундамента восточных районов Русской платформы и его структурная связь с Уралом.— В кн.: Глубинное строение Урала. М., 1968, с. 122—138.
- Cloos H.* Hebung-Spaltung-Vulcanismus.— Geol. Rdsch., 1939, 30, H. 4A.

- Freund R.* A model of the structural development of Israel and adjacent areas since Upper Cretaceous times.—*Geol. Mag.*, 1965, **102**, p. 189—205.
- Freund R.* Rift valleys.—*Geological survey of Canada*. Ottawa, 1966.
- Hill M. L., Dibblee T. W.* San Andreas, Garlock and Big Pine faults, California.—*Geol. Soc. Amer. Bull.*, 1953, **64**, N 4, p. 443—458.
- Gassl J. G., Gibson I. L.* Structural evolution of the rift zones in the Middle East.—*Nature*, 1969, **221**, N 5184, p. 926—930.
- Moody J. D.* Petroleum exploration Aspects of wrench-fault tectonics.—*Amer. Assoc. geol. bull.*, 1973, **57/3**.
- Murray G. E.* *Geology of the Atlantic and Gulf Coast Province of North America*. 1961.
- Rubey W. W.* Geologic history of sea water. An Attempt to state the problem.—*Bull. Geol. Soc. Amer.*, 1951, **62**, N 9, p. 1111—1147.
- Sonder R. A.* *Mechanik der Erde*. Stuttgart, 1956. 291 S.
- Sonder R. A.* Discussion of shear patterns of the earth crust—discussion by F. A. Veining Meines.—*Trans. Amer. Geophys. Union*, 1947, **28**, N 6, p. 939—945.
- Suess E.* *Das Antlitz der Erde*. Wien. Bd 1—111, S. 1883—1909.
- V. Meinesz F. A.* Shear patterns of the earth's crust.—*Trans. Amer. Geophys. Union*, 1947, **28**, N 1, p. 1—61.
- Wilson I. T.* Transform faults.—*Science*, 1965, **150**, p. 482—484.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I	
Эволюция взглядов о глубинных разломах земной коры	5
Глава II	
Общая характеристика и классификация глубинных разломов	12
Глава III	
Роль глубинных разломов в миграции нефти и газа	29
Свидетельства миграции подземных или глубинных вод и неуглеводородных газов	29
Краткие сведения о вертикальной миграции нефти и углеводородных газов	40
Значение генетических особенностей глубинных разломов в миграции нефти и газа	46
Глава IV	
Роль глубинных разломов в аккумуляции и размещении месторождений нефти и газа	57
Развитие взглядов о влиянии разломов на аккумуляцию нефти и газа	57
Распространение нефтяных и газовых месторождений в зонах глубинных разломов сдвигового типа	61
Влияние сбросо-сдвигов и надвигов на концентрацию залежей нефти и газа	73
Размещение нефтяных и газовых месторождений в зонах глубинных сбросов	80
Приуроченность внутриразломных горстов и грабенных к глубинным разломам	112
Глубинные разломы и локальные поднятия, перспективные в нефтегазоносном отношении	125
Литофациальные или литогенетическо-физические изменения пород и неструктурные ловушки нефти в зонах глубинных разломов	131
Глава V	
Влияние глубинных разломов на размещение крупных месторождений нефти и газа	148
Выводы	157
Литература	161

ВЛАДИМИР КОНСТАНТИНОВИЧ ГАВРИШ

**РОЛЬ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ
В МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ НЕФТИ И ГАЗА**

Печатается по постановлению ученого совета
Института геологических наук
Академии наук УССР

Редактор *Н. Я. Чехович*
Оформление художника *В. Г. Самсонца*
Художественный редактор *Г. И. Малинкович*
Технический редактор *А. М. Капустина*
Корректоры *Е. Н. Межеричка,*
Э. Я. Белокопытова

Информ. бланк № 1996.

Сдано в набор 14.10.77. Подп. в печ. 04.04.78.
БФ 00688. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типогр. № 1.
Лит. гарн. Выс. печ.
Усл. печ. л. 10,75. Уч.-изд. л. 11,81.
Тираж 1000 экз. Заказ 7—2649. Цена 2 руб.

Издательство «Наукова думка». 252601,
Киев, ГСП, Репина, 3.

Изготовлено Нестеровской городской типо-
графией Львовского облполиграфиздата
(г. Нестеров, ул. Горького, 8) с матриц Голов-
ного предприятия республиканского производ-
ственного объединения «Полиграфкинг» Гос-
комиздата УССР (г. Киев, Довженко, 3),
зак. 2521.

**В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НАУКОВА ДУМКА»
В 1978 Г. ВЫЙДУТ В СВЕТ КНИГИ:**

Копыстянский Р. С. Трещиноватость горных пород и ее значение в нефтегазовой геологии. Яз. рус. 15 л. Ц. 2 р. 42 к.

Установлены закономерности развития пластовых, локальных и региональных систем трещиноватости горных пород, их генетические особенности и характер взаимосвязи. Дана геологическая интерпретация физико-механических и деформационных свойств горных пород, рассмотрены геологические и физико-механические условия образования трещин, разрывов, разломов, их связь с геологическим развитием региона. Выявлена эффективность различных систем трещиноватости горных пород на глубине и их влияние на коллекторские свойства пород. Дана характеристика проницаемости разрывов в пределах нефтяных месторождений Карпатской нефтегазоносной провинции. Рассмотрена положительная и отрицательная роль различных систем трещиноватости пород в нефтегазовой геологии Карпатского региона, дана практическая оценка значения этих систем в образовании скоплений углеводородов.

Рассчитана на геологов-нефтяников.

Кушнирук В. А. Газоносность угленосной толщи Львовско-Волинского угольного бассейна. Яз. рус. 10 л. Ц. 1 р.

На основании данных о химическом составе свободных и сорбированных углями и вмещающими породами газов, данных о изотопии водорода и углерода, характера разрывных нарушений, качественной характеристики углей, их петрографии и метаморфизма, минерализации подземных вод, литологофизических и фациальных особенностей, вмещающих и покрывающих угольные пласты пород, изучено распространение угольных газов во Львовско-Волинском каменноугольном бассейне и дана их качественная оценка, использование газов как поискового критерия.

Рассчитана на геологов-угольщиков.

Слензак О. И. Структуры пересечения парных метаморфических поясов докембрия. Яз. рус. 10 л. Ц. 1 р. 50 к

Рассматривается строение Украинского щита в свете закономерностей внутренней структуры складчатых дуг вихревых систем литосферы. Структура Украинского щита сформирована в ходе метаморфизма пород чарнокитового комплекса в сложных полях напряжений, обусловленных суперпозицией длительно развивавшихся диссимметричных зон напряжений спиральных, радиальных и концентричных направлений вихревой системы Восточно-Европейской платформы, что привело к образованию сети пересекающихся парных метаморфических поясов и зон. Положение парных поясов и зон контролируется разломами. Ассоциации пород разных блоков щита сформированы в сложном поле напряжений единой геотектонической системы и выступают как элементы ее парных метаморфических поясов и зон и являются образованиями синхронными.

Расчитана на широкий круг геологов, интересующихся вопросами тектоники, петрологии, стратиграфии и рудообразования фундамента.

Наиболее продолжительное время заказы на наши издания принимают магазины-опорные пункты издательства: магазин научно-технической книги № 19 (290000, г. Львов, пл. Рынок, 10), магазин научно-технической книги № 1 (310000, г. Харьков, ул. Свердлова, 17), Дом книги (340000, г. Донецк, ул. Артема, 147а) и магазин издательства «Наукова думка» (252001, г. Киев-1, ул. Кирова, 4), который иногородним заказчикам высылает книги наложенным платежом.

2 РУБ.

2541

„ИЛЮКОВА ДУМКА“