

К. А. АНИКИЕВ

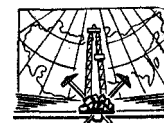
**АНОМАЛЬНО ВЫСОКИЕ
ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ
В НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

НЕДРА · 1964

ВЫПУСК 233

К. А. АНИКИЕВ

АНОМАЛЬНО ВЫСОКИЕ
ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ
В НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ



Издательство «НЕ Д Р А»
Ленинградское отделение
Ленинград • 1964

В книге обобщены накопленные к настоящему времени материалы о геологических условиях проявления аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в месторождениях альпийских подвижных зон и на платформах.

Показано, что в локальных структурах АВПД отражают затрудненную восходящую миграцию флюидов сквозь мощные флюидоупорные толщи-покрышки, вызываемую процессами неотектогенеза.

Сформулированы положения, развивающие теорию формирования нефтяных и газовых месторождений; показаны направления, пути и примеры практического использования АВПД.

Книга предназначена для широкого круга геологов-нефтяников, научных работников и производственников.

Редактор Н. М. Кругликов

ВВЕДЕНИЕ

Важность изучения природы аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в недрах нефтяных и газовых месторождений очевидна для теоретиков нефтяной геологической науки. Практическую пользу от скорейшего обобщения накопленных материалов по геологии АВПД трудно переоценить при современных масштабах глубокого и сверхглубокого бурения, определяющего будущность нефтегазодобывающей промышленности и сталкивающегося с АВПД газоконденсатных, газовых, нефтяных и водяных скоплений, которые могут быть успешно освоены только при правильном понимании природы АВПД. Поэтому в постановлении объединенного заседания Президиума АН СССР и Коллегии МГ и ОН от 12 октября 1962 г. предусмотрено в качестве одного из важнейших направлений в решении проблемы формирования нефтегазовых скоплений всестороннее изучение нефтяного флюида и воды в условиях высоких пластовых давлений и температур [Сов. геология, 1963, № 1, стр. 9]. Если в области экспериментальных исследований в этом направлении советскими учеными уже получены интереснейшие результаты (работы Т. П. Жузе с соавторами), то относительно природных факторов, контролирующих скопления флюидов с АВПД, пока не сделано обобщений, широко охватывающих мировой материал. Наша работа представляет первую попытку такого обобщения. *

АВПД в залежах воды, нефти и газа принято считать такое давление, которое заметно — более чем на 10—20% (в полтора-два раза и более) — превышает нормальное или так называемое *условное гидростатическое давление* [Тхостов, 1960, стр. 16—17], т. е. то давление, которое оказывает столб пресной воды, равный по высоте глубине залежи, считая от поверхности месторождения.

Геологические условия проявления АВПД давно уже привлекают внимание опытных нефтяников, потому что они ясно указывают на факторы, контролирующие процессы формирования многопластовых нефтяных и газовых месторождений с АВПД, а также и потому,

* Исследование природы АВПД поставлено во ВНИГРИ профессором Н. Б. Вассоевичем. Большую помощь нам оказал своими консультациями профессор М. Ф. Двали. В составлении и оформлении иллюстраций автору помог С. Д. Талиев.

Всем указанным лицам автор приносит искреннюю благодарность.

что АВПД представляет собой важную и сложную проблему при поисках особо крупных скоплений нефти и газа глубокими и сверхглубокими скважинами.

Следует подчеркнуть, что на глубинах до 3,5—4,0 км количество нефтяных и газовых залежей, в которых встречено АВПД, сравнительно невелико и, по-видимому, не превышает 10% от общего числа залежей, открытых в земной коре на этих глубинах.

Что же касается глубин, превышающих 4,0 км, то там относительный процент открываемых флюидных скоплений с АВПД, вероятно, весьма велик, о чем можно косвенно судить по широкому применению утяжеленных буровых растворов для проходки сверхглубоких скважин. Правда, таких скважин еще мало. Это показывает важность исследования природы АВПД для глубинных поисков и разведки и вместе с тем заставляет подчеркнуть ограниченность сделанных нами выводов по теории формирования многопластовых месторождений нефти и газа в хорошо разбуренном диапазоне коры (до 3,5—4,0 км), которые можно отнести лишь к классу месторождений с АВПД, составляющих малую долю от общего числа всех открытых к настоящему времени месторождений нефти и газа.

Большинство работ, содержащих данные о геологических условиях АВПД, имеет узколокальный характер; лишь в некоторых из них обобщаются данные по отдельным регионам [Dickinson, 1953; Funkhouser, Sass, Hedberg, 1948; и др.] и только в двух собран ценный материал межрегионального характера [Еременко, 1961₂; Тхостов, 1960].

Понятно, что наибольший интерес представляет АВПД, наблюдаемое в начальный момент вскрытия залежей, когда оно в некоторых залежах оказывается близким к геостатическому давлению или даже превышающим последнее.

Попытки привлечь начальное АВПД для суждения о миграции флюидов [Новосилецкий, 1961₁] или о времени формирования их залежей [Линецкий, 1959₁] должны быть основаны на принципиальном обобщении, охватывающем главные геологические факторы, контролирующие АВПД. Между тем единства взглядов в этом вопросе далеко еще не достигнуто.

Разнообразные представления, суждения, выводы исследователей о геологических причинах АВПД можно подразделить на две группы, соответствующие двум основным направлениям в развитии мысли по данному вопросу.

1. Наблюдаемые ныне аномальные давления являются «унаследованными» от факторов, действовавших на ранних этапах развития нефтеносных осадочных толщ и структур в отдаленные геологические времена.

2. Молодые и современные геологические процессы (главным образом процессы современного тектогенеза) оказывают ведущее влияние на современное состояние пластовых давлений флюидов в залежах.

Первое направление отображено в следующих взглядах:

а) АВПД возникло в залежах в прошлые геологические времена под влиянием быстрого прироста толщи осадков, обгонявшего скорость выжимания флюидов из уплотнявшихся осадков. Возникшие таким образом аномально высокие давления существуют и поныне, так как осадки полностью еще не уплотнились и часть геостатического давления вышележащих пород передается на заключенные в залежах флюиды [Бабалян, 1953; Cannon, Sullins, 1946; Dickinson, 1953; Hubbert, Rubey, 1959; Thomeer, 1955; Thomeer, Bottema, 1961; и др.];

б) АВПД возникли в относительно пониженных участках артезианских напорных систем и существуют вместе с этими системами на протяжении значительных периодов геологического времени [Воробьев, 1950; Еременко, 1961₂; Тхостов, 1960; Hubbert, Rubey, 1959; Illing, 1938₁; Millikan, 1932];

в) АВПД являются «запечатанными», сохранившимися от прошлых геологических времен феноменами в закрытых ловушках, относительно перемещенных ближе к земной поверхности в результате подъема и денудации [Мелик-Пашаев, 1956; Меркулов, 1961; Меркулов, Янкевич, 1961; Шерстнев, Салаев, 1954];

г) АВПД возникли в результате тектонических напряжений, которым подвергалась залежь в прошлые геологические времена, и являются сейчас как бы «остаточными» [Тхостов, 1960; и др.].

Второе направление имеет такие, например, мнения:

а) Пластовые давления вообще и аномальные в частности как факторы миграции нефти отражают лишь современное состояние залежи, которое обусловлено в основном молодыми и современными движениями литосферы [Бурштар, Машков, Чернобров, 1961; Вахрушев, 1959];

б) Дифференциальные современные тектонические движения приводят к возникновению и поддержанию в структурах АВПД [Николаев, 1961];

в) Изменения новейшего и современного тектогенеза приводят к изменению пластовых давлений [Вахрушев, 1962];

г) АВПД, наблюдаемые в некоторых районах, по-видимому, возникают и существуют под влиянием интенсивных современных тектонических процессов [Hubbert, Rubey, 1959]. Такие объяснения выдвинуты для Кобыстана [Линевский, 1955], Пакистана [Keer, Ward, 1934], Тринидада [Suter, 1952], Бирмы [Tainsh, 1950];

д) Повышение пластовых давлений может происходить в результате деформации резервуаров под влиянием землетрясений или происходящего сейчас роста соляных куполов [Levorsen, 1956] и других диапировых структур в мобильных альпийских зонах [Калинко, 1960];

е) АВПД возникает при поступлении в закрытую структуру новых порций газа (или других флюидов) с больших глубин под более высоким давлением, например, в областях действующего грязевого вулканизма, в зонах глубинных разломов и в других условиях [Алиев, 1953; Кудрявцев, 1959; Линецкий, 1961; Тхостов, 1960; Шерстнев, Салаев, 1954; Keer, Ward, 1934; Kok, Thomeer, 1955].

Особо надо поставить указания о влияниях на пластовые давления капиллярных свойств жидкостей [Hubbert, Rubey, 1959], температуры [Алиев, 1953; Кругликов, 1960; Еременко, 1961₂; Illing, 1938₁; Kok, Thomeer, 1955], особенностей залегания флюидов, например, при большой высоте газовой шапки [Дурмишьян, 1962; Еременко, 1961₁; Мелик-Пашаев, 1956; Kok, Thomeer, 1955], технических условий наблюдения и т. п. Такого рода поправки, имеющие иногда очень большое значение, являются общими для всех изложенных выше представлений.

Первое направление геологической мысли в отношении пластовых давлений появилось раньше и распространено шире, чем второе. Такое ретроспективное мышление обычно в геологической науке и, как правило, бывает оправданным, ибо изучаемые объекты и их свойства почти всегда представляют собой результаты длительного последовательного геологического развития (горные породы и их состав, руды и их особенности и т. д.). Однако пластовое давление является уникальным свойством флюидных залежей, отличающим их от других геологических объектов. Отличие заключается в частности в том, что пластовое давление может сравнительно быстро изменяться под воздействием как промысловых, так и тектонических факторов. Ниже мы постараемся обосновать факт ведущего влияния современных и молодых процессов тектогенеза на возникновение и развитие в земной коре аномальных пластовых давлений, характеризующих современное состояние многих залежей, и наметить пути, позволяющие подойти с новых позиций к рассмотрению основных вопросов формирования таких залежей.

Представление о распространенности в природе глубоких причинных связей между неотектогенезом * и аномально высокими пластовыми давлениями неизбежно возникает при параллельном рассмотрении и сопоставлении замечательного свойства глубинных водонефтяных резервуаров — их обратимой упругой сжимаемости; характера и распределения в земной коре новейших и современных геологических процессов; типовых локальных и региональных геологических особенностей флюидных залежей с АВПД.

Намечаются два принципиальных «механизма» возникновения АВПД в залежах.

1. Разного рода дифференцированные неотектонические напряжения в земной коре вызывают неравномерные сжатия глубинных упругих водонефтяных резервуаров, что сопровождается локальными повышениями и затяжными процессами перераспределения пластового давления в залежах и между залежами.

2. Притоки новых порций газа и жидких флюидов под более высоким давлением в ограниченные по объему резервуары также вызы-

вают повышения и длительные перераспределения пластовых давлений в коллекторах и между коллекторами *.

В определенных геологических условиях (плохой проницаемости литологической среды и хорошей закрытости локальных структур) выравнивание (путем перераспределения) повышенных пластовых давлений флюида отстает от нарастания вызывающих их неотектонических причин, чем и обусловлена в основном наблюдаемая региональная картина распределения АВПД в земной коре и типовые особенности АВПД.

* АВПД в своде газовой залежи большой высоты с нормальным пластовым давлением подошвенных вод существует, конечно, и независимо от притоков новых порций газа в систему. Этот случай в нашем изложении является частным механизмом образования АВПД и будет рассмотрен ниже.

* Неотектогенезом (неотектоникой), или неотектоническими процессами, мы называем позднеаллийские тектонические проявления, среди которых на основе методики их изучения различают новейшие (неоген-четвертичные), молодые (верхнечетвертичные) и современные [Мещеряков, 1961].

Глава I

ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВПД ПОД ВЛИЯНИЕМ НЕОТЕКТОГЕНЕЗА

«... объемная упругость нефти, воды и горной породы оказывает огромное влияние... на поведение ... нефтеносных пластов ...»

[Щелкачев, 1959].

«Подтверждается ... вывод о повсеместности проявления новейших (в том числе и современных) тектонических движений».

[Николаев, Шульц, 1961]

В геологической науке широко признана ведущая роль геотектоники как первопричины всех важнейших закономерностей земной коры и в том числе закономерностей размещения полезных ископаемых. Решающее значение геотектогенеза для формирования и размещения нефтяных и газовых залежей бесспорно [Косыгин, 1958; Кудрявцев, 1963]. Оно было подчеркнуто И. М. Губкиным и нашло отражение во всех современных классификациях нефтяных и газовых месторождений [Бакиров, 1959; Брод, 1958; и др.].

Очень удачен принцип классификации И. О. Брода [Брод, 1959, 1961], предложившего подразделить известные нефтегазоносные бассейны на три группы: бассейны равнинных платформенных территорий; бассейны предгорных впадин *кайнозойских* (разрядка моя. — К. А.) складчатых сооружений; бассейны межгорных впадин.

Опираясь на работы И. О. Брода и других исследователей, мы предлагаем данные о начальных пластовых давлениях в месторождениях нефти и газа обобщать и сопоставлять (в межрегиональном плане) не по стратиграфическим этажам (палеозой, мезозой, кайнозой), как это в основном выдержано в работе Б. А. Тхостова [Тхостов, 1960], а по геотектоническим элементам (платформа, передовой прогиб, геосинклиналь), т. е. в соответствии с основным принципом всех современных классификаций самих месторождений. При этом подчеркнем общеизвестное обстоятельство — большую неотектоническую активность альпийских геосинклиналей по сравнению с платформами.

Имея в виду сказанное, сопоставим итоги новейших обобщений и открытый из различных областей геологии, прямо освещающие поставленный вопрос о связях АВПД и ряда других сопряженных явлений с неотектогенезом.

1. Важнейшим свойством всех без исключения глубинных нефтеводоносных пластов является их упругая обратимая сжимаемость,

доказанная и исследованная О. Е. Мейнцером [Meinzer, 1928], М. Маскетом [Muskat, 1937], В. Н. Щелкачевым [Щелкачев, 1945, 1948, 1959, 1962] и другими. Основываясь на их трудах, можно следующим образом охарактеризовать поведение природной упругой системы «твердый скелет пласта — жидкость (вода, нефть)» при определенных условиях.

При увеличении внешнего давления на такую систему она сжимается, и в ней повышается пластовое давление жидкости; и, наоборот, при снижении внешнего давления система расширяется, и в ней понижается пластовое давление жидкости.

При поступлении в систему новых порций флюида под более высоким давлением пластовое давление жидкости и общий запас упругости системы повышаются; наоборот, при убывании из системы жидкости пластовое давление и общий запас упругости системы понижаются.

Всякое нарушение равновесия системы вызывает длительные процессы перераспределения пластового давления жидкости. «Длительность перераспределения пластового давления объясняется своеобразием процесса фильтрации — той особой ролью, которую играют силы сопротивления при движении вязкой жидкости в пласте» [Щелкачев, 1959].

Длительность перераспределения пластового давления в обширных мощных хорошо проницаемых резервуарах, как показывает практика промыслов, может измеряться десятками лет [Meinzer, 1928], а в плохо проницаемых резервуарах и в «запечатанных» структурах создавшиеся там аномально высокие давления могут «выравниваться» (путем фильтрации жидкости), как показывают расчеты, на протяжении десятков тысяч и даже миллионов лет [Бабалян, 1953; Линецкий, 1959].

Для многих залежей с АВПД характерен так называемый замкнуто-упругий режим эксплуатации, при котором наиболее полно проявляется упругость скелета пласта и насыщающего его флюида [Щелкачев, 1959].

Коэффициенты объемной упругости нефти, воды и горной породы, определяющие упругоемкость продуктивных пластов, весьма малы, порядка 10^{-5} $1/at$ [Щелкачев, 1959], т. е. в замкнуто-упругом нефтеводоносном резервуаре при сжатии его всего лишь на $1/1000$ долю от его первоначального объема пластовое давление увеличится на $100 at$. Например, в призматическом блоке, равновеликом такому резервуару и имеющем площадь основания $100 \times 100 = 10\,000 m^2$, высоту (мощность) $10 m$, т. е. объем $100\,000 m^3$, сжатие до уменьшения мощности на $1 cm$ (т. е. до уменьшения первоначального объема на $1/1000$) уже вызовет повышение пластового давления на $100 at$. Такой же прирост давления приведет инжекция в указанный блок всего лишь $100 m^3$ жидкости при сохранении его объема ($100\,000 m^3$). Газ же ввиду его громадной упругости должен быть закачан во много больших количествах, чтобы произвести такой же эффект.

Как показывается в дальнейшем, непрерывные повсеместные современные перемещения горных массивов, в том числе рост и подвижки по разломам нефтеносных структур, устанавливаемые точными инструментальными наблюдениями в неотектонически подвижных зонах, достигают десятков миллиметров в год, сейсмогенетические же подвижки имеют более высокие скорости. Объемы флюидов, прорывающихся под высоким давлением сквозь нефте-газо-водоносные толщи в активизированных участках коры, измеряются астрономическими цифрами.

Следовательно, уже эти количественные сопоставления показывают наличие в природе общих условий для массового возникновения и существования АВПД под влиянием сил неотектогенеза.

2. О свойствах и состояниях массивов земной коры, вмещающих флюидонасыщенные резервуары, на глубинах, достигнутых человеком, можно судить по обобщенному опыту горных работ и лабораторных экспериментов [Квапил, 1961; Спелдинг, 1961; Biot, 1961; и др.].

Силы, возникающие в массивах земной коры благодаря нарушению начального равновесия напряжений в ней горной выработкой или тектонической подвижкой (так называемое горное давление), действуют и развиваются «по закону восстановления равновесия напряжений» [Квапил, 1961] путем их перераспределения аналогично процессу выравнивания пластовых давлений в упругих флюидонасыщенных резервуарах. Иначе говоря, как горное (тектоническое), так и пластовое давления развиваются в земной коре по одному и тому же принципу восстановления (нарушенного) равновесия; в сущности, пластовое давление флюида в условиях больших глубин составляет элемент горного давления.

Под влиянием мощных тектонических сил породы глубинных массивов четко проявляют упруго-пластические физические свойства, т. е. они получают частичную остаточную деформацию, накапливающуюся со временем, но не пропорциональную приложенной силе вплоть до момента разрушения, когда происходит резкий скачкообразный мгновенный переход накопленной породой потенциальной энергии в работу — горный удар [Квапил, 1961; Спелдинг, 1961]; последняя, очевидно, может выразиться в мгновенном трещинообразовании, а также в резком сжатии или растяжении упругих флюидонасыщенных резервуаров, заключенных в горном массиве, что приводит к возникновению внутренних локальных участков АВПД и к перемещению отдельных порций флюида внутри массива. Сказанное полностью подтверждается для массивов слоистых пород [Biot, 1961].

В глубинных горных массивах под воздействием нарушающих сил «изменение деформации с течением времени не всегда протекает плавно... в ряде случаев, особенно при приближении разрушения (т. е. горного удара. — К. А.), скорость увеличения деформации постепенно падает, а затем вновь внезапно увеличивается (это может повториться не один раз)» [Спелдинг, 1961].

Заметим, что такой спазматический пульсационный характер весьма типичен для хода сейсмических процессов в земной коре,

природа которых по существу своему [Горшков, 1961] вполне аналогична природе горного удара. Различны лишь масштабы сопоставляемых явлений и в ряде случаев вызывающие их причины: сейсмические процессы региональны и всегда вызываются силами современного тектогенеза; горный удар локален и обычно наблюдается в связи с горными выработками, но, несомненно, он порождается в больших количествах и масштабах также и современным тектогенезом, что, по-видимому, выражается микросейсмическими явлениями, которые возникают при малейших изменениях стрессов в напряженных горных массивах, даже от изменений атмосферного давления [Left, L. D., Left F. J., 1962].

Следовательно, спазматический пульсационный характер внутренних деформаций упруго-пластичных горных массивов, представляющий собой, по-видимому, широко распространенное явление, должен отразиться и на динамике пластовых флюидов, главным образом, в замкнуто-упругих глубинных залежах, приводя к мелким, дробным квантовым «прорывам» отдельных порций флюидов из деформируемых залежей.

Распределение напряжений в глубинных массивах горных пород под влиянием сопряженных между собой вертикальных и тангенциальных тектонических подвижек, очевидно, неравномерно и разноразно ориентировано. В геосинклинальных крутоскладчатых областях, в солянокупольных и других районах с повышенной активностью неотектогенеза вертикальные движения трансформируются и передаются по системам пликтивных и дизъюнктивных структур в виде неравномерных разнонаправленных стрессов, по-видимому, в основном на всю толщу смежных (тектонически взаимодействующих) горных массивов. Это хорошо видно из материалов детально закартированных и разбуренных районов, например, «солянокупольной геосинклинали» Техаса и Луизианы, США [Халбути, Хардин, 1956; Carsey, 1950; Quarles, 1953] или таких фундаментально изученных старых шахтных районов, как Донбасс [Шатилов, 1962].

3. Именно в Донбассе коллективный опыт нескольких поколений горняков и геологов увенчался документальным раскрытием загадочного до того геологического механизма внезапных выбросов угля и газа в шахтах [Шатилов, 1962], представляющего собой по существу один из частных случаев интересующего нас процесса формирования АВПД подземного флюида вследствие неравномерных современных тектонических напряжений, развивающихся в массиве упруго-пластичных пород. Сущность этого механизма сводится к следующему. Сжатие угля ведет к быстрому уменьшению его газопроницаемости, резко обгоняющему эманирование заключенного в нем газа. При давлениях свыше 50 кг/см^2 уголь делается практически газонепроницаемым и при давлениях около 1000 кг/см^2 (в условиях, близких к условиям его всестороннего сжатия) давление газа, заключенного в угле, превышает в 2—3 раза первоначальное, т. е. является аномально высоким. Под воздействием неравномерных тектонических или иных напряжений в массиве угля, таким образом,

создаются местные локальные участки повышенного давления газа [Карагодин, Волошин, 1959; Шатилов, 1962], т. е. залежи газа с АВПД, обладающие повышенной начальной скоростью газопроявления при их вскрытии, например, шпурами [Лидин, Эттингер, 1954], иначе говоря, обладающие одним из характерных признаков замкнуто-упругого режима, свойственного многим флюидным залежам с АВПД.

Дальнейшее развитие неотектонических напряжений приводит к внезапному мгновенному разрыву сплошности угольного пласта и боковой породы с раскрытием трещин часто в полость горной выработки, куда и выбрасываются разрушенный уголь и горная порода; при этом основную работу производит газ, заключенный и сжатый до аномально высокого давления в угольном пласте [Фертельмейстер, Шатилов, 1956; Ходот, 1958; Шатилов, 1962]. Как видно, таким способом осуществляется естественное передвижение (миграция) газа по полостям угольного массива, так называемый «газодинамический режим».

В региональном плане установлено, что зоны «газодинамического режима» в угольном массиве полностью совпадают с зонами так называемых контрастных современных движений земной коры, пересекающими угольный массив и располагающимися между поднимающимися и опускающимися в настоящее время глыбами, где, следовательно, развиваются максимальные и притом разноориентированные современные тектонические напряжения [Коньков, 1962₁].

Характерными признаками этих напряжений являются чешуеобразные, сигарообразные и т. п. внедрения жестких боковых пород в уголь, активные и в настоящее время, что выражается нестабильным неравномерно напряженным состоянием угля вокруг этих внедрений, внезапными выбросами и пр. [Коньков, 1962₂].

Основным проявлением (свойством) описываемого механизма формирования АВПД является у п р у г о с т ь (газа и заключающего его угля), т. е. основное свойство всех вообще глубинных упругих флюидонасыщенных резервуаров, которые, следовательно, под воздействием неотектонических напряжений должны вести себя в отношении создания АВПД в принципе так же, как и газонасыщенный пласт угля. Поэтому можно ожидать также сходства и других общих геологических черт механизма АВПД: зональности распределения АВПД в соответствии с региональными и локальными зонами повышенных современных напряжений в земной коре, параллельных во многих случаях надвиговым нарушениям; локальности участков АВПД; неравномерности изменения величины АВПД как по горизонтали, так и по вертикали и пр.

Можно ожидать также ассоциации с аномальными давлениями локальных положительных температурных аномалий, которые в активных по выбросам зонах тектонических нарушений на шахтах Донбасса достигают величины до 6—8° С. Природа этих температурных аномалий в Донбассе на основании убедительных геологических данных связывается с современными тектоническими напряжениями

в земной коре [Шатилов, 1962], часть упругой энергии которых переходит в тепло путем *релаксации* [Ребиндер, 1958], хотя о количественной стороне этих превращений в горных породах, по-видимому, ничего определенного пока не известно [Хлобутов, 1962].

Прямые и наглядные практические испытания неотектонического механизма АВПД воды проведены в связи с применением гидроразрыва в шахтах Донбасса для предохранения от охарактеризованных выше внезапных выбросов угля и газа [Печук, Кульбачный, 1961].

Несколькими десятками опытов гидроразрыва, проведенных на глубинах около 600 м, было подтверждено, что в зонах, где пласт опасен по выбросам, действуют неравномерно распределенные неотектонические напряжения, местами значительно превосходящие вес горных пород, т. е. величину геостатического давления, которое в местах проведения опытов составляло примерно 135—140 ат. Критические же давления гидроразрыва пласта в этих местах достигали 350 ат. Эти давления уменьшались до величины геостатического давления «только после разрядки дополнительных напряжений, достигнутой в результате гидроразрыва». Таким образом, сущность операции заключалась в гидродинамическом форсировании горных ударов в целике пород (вдалеке от горных выработок) для разрежения опасных очагов дополнительной потенциальной энергии, накопленной породой под влиянием современных тектонических стрессов, распространяющихся в горном массиве по определенным зонам.

При этом наблюдались следующие спазматические, судорожные, пульсационные гидродинамические эффекты, несомненно порожденные соответствующими по характеру внутренними деформациями перенапряженной упруго-пластичной среды горного массива:

«Во время нагнетания воды наблюдались резкие, быстро чередующиеся колебания значений критических давлений, которые, однако, не падали ниже 140 ат (т. е. ниже давления столба пород). Кроме того, во время опыта часто происходило падение значений критических давлений. Во время нагнетания воды давление в различных скважинах было не одинаковым и изменялось в пределах 160—350 ат. Критическое давление в каждой скважине колебалось в широких пределах» [Печук, Кульбачный, 1961].

В одной из шахт были проведены опыты «продавливания» воды по перенапряженному участку пласта на расстоянии до нескольких десятков метров из нагнетательной скважины в «отводную». «Сначала из последней скважины вытекало немного закачиваемой воды, а затем, когда ее количество увеличилось до 50% объема, уголь выносился в виде пульпы. Несмотря на продолжавшееся нагнетание воды, вынос угля временно прекращался. По прошествии небольшого времени из отводной скважины снова периодически извергалась с силой угольная пульпа». Следует напомнить, что такие периодические начальные притоки и фонтанирования очень характерны для скважин, вскрывающих нефтяные и водяные залежи с АВПД, например, в трещинных коллекторах. Аналогия тем более полная, что в угольном пласте, в перенапряженном его участке, пульсационно-периодический

механизм «продавливания» воды из нагнетательной скважины в отводную сопряжен с интенсивным трещинообразованием [Печук, Кульбачный, 1961].

Вышеприведенные комплексные исследования в детально изученных геологических условиях Донбасса позволяют уверенно считать, что само АВПД флюида, разбросанность его величин и пульсационно-квантовый характер динамики флюидов находятся там в прямой генетической связи со спазматическими внутренними неотектоническими деформациями упруго-пластичных горных массивов, заключающих скопления флюидов. Такие явления должны быть широко распространены в природе и в других зонах современной тектонической мобильности коры.

4. Флюидопроницаемость горных пород при сжатии весьма резко убывает [Кусаков, Гудок, 1958; Лещий, Мончак, Писоцкий, 1962], что в природных условиях при сжатии флюидонасыщенных пород силами неотектогенеза естественно ведет к уменьшению фильтрации флюида, к «запечатыванию» его в породе и способствует, таким образом, созданию АВПД флюида, насыщающего породу, т. е. в принципе так же, как и в угле (см. выше). Повышение давления флюида в сжимаемой породе прямо подтверждается экспериментами в области механики грунтов [Terzaghi, Resk, 1948, стр. 234—235].

По данным экспериментальных исследований [Кусаков, Гудок, 1958] намечается разная степень обратимости фильтрационных свойств флюидонасыщенных пород при изменении действующего на них внешнего давления. Например, алевролиты и доломитизированные известняки обладают в определенных пределах давлений почти полной обратимостью фильтрационных свойств, в то время как глинистые породы обнаруживают необратимый характер изменения проницаемости в зависимости от внешнего давления.

Проницаемость зависит также и от полярных свойств фильтрующейся жидкости: при сжатии породы фильтруемость неполярной жидкости уменьшается относительно быстрее, чем полярных нефтяных растворов.

Расчеты и эксперименты показывают, что сжимаемость пористой среды существенно влияет на величину и характер изменения коэффициента упругоэластичности песчаных пластов с глубиной. Наиболее интенсивны его изменения в области глубин до 2000—3000 м. При больших глубинах изменение упругих свойств песчаников происходит значительно медленнее; вместе с тем уменьшается и проницаемость пористой среды [Добрынин, 1963].

В природных условиях в глубоководных пластах подтверждено уменьшение проницаемости коллекторской породы за счет упругого сжатия ее горным давлением [Феррелл и др., 1963].

Следовательно, механизмы упругого взаимодействия жидкости и песчаного коллектора, деформируемого неотектоническими стрессами, должны быть самыми эффективными как раз в наиболее разбуренном диапазоне глубин (до 2—3 км), а на больших глубинах песчаниковый скелет пласта, сделавшись малопроницаемым и малоупру-

гим, легче подвергается растрескиванию, и упругие эффекты этой трещинной среды могут проявляться в основном лишь за счет флюида, заполняющего трещины, т. е. в общем упругие эффекты с глубиной видоизменяются и, по-видимому, уменьшаются. Однако этот вопрос еще мало исследован.

Все указанное представляет собой весьма существенные детали механизмов формирования АВПД флюида в упругих пористых, а также и трещиноватых породах при их сжатиях силами неотектогенеза.

5. На контакте упруго-пластичной горной породы и более жесткой трещиноватой подавляющая часть давления флюида передается на более жесткую породу. Это установлено при изучении напорных подземных тоннелей гидроэлектростанций [Хачикян, 1962; и др.] и обусловлено большей суммарной площадью трещин в жесткой породе, чем в пластичной.

Следовательно, в стратифицированном горном массиве на контактах упруго-пластичных и более жестких пород АВПД флюида будет, как правило, передаваться на более жесткий пласт и будет в большей мере способствовать его гидроразрыву, чем разрушению упруго-пластичного пласта. Этому благоприятствует также и то обстоятельство, что максимальная трещиноватость, возникающая при тектонических подвижках, всегда приурочена в более жестких породах к контактам их с упруго-пластичными породами [Аширов, 1961].

Уже поэтому можно думать, что к пониманию сложных геологических путей и механизмов восходящей миграции флюидов сквозь стратифицированные толщи под воздействием колебательных процессов неотектогенеза служит АВПД, рассмотренное в связи с относительной упругостью смежных флюидонасыщенных пластов в типовых геологических обстановках.

6. Последние обобщения советских исследователей в области неотектоники [Мещеряков, Синягина, 1961; Николаев, Шульц, 1959, 1961; и др.] документально подтверждают ранее сделанный вывод о том, что молодые и современные проявления тектогенеза в земной коре повсеместны и в то же время распределены по различным крупным геоструктурам крайне неравномерно. Так, для альпийских складчатых поясов и для подвижных частей альпийских краевых впадин в отличие от платформ характерны следующие признаки.

Наибольшая интенсивность, дифференцированность и амплитуды новейших тектонических движений вообще [Николаев, Шульц, 1959], а также большая дифференцированность и повышенные значения градиентов современных вековых тектонических движений, имеющих «чрезвычайно большие (с точки зрения геолога) скорости» [Мещеряков, Синягина, 1961], до десятков миллиметров в год.

Из сопоставлений данных высокоточных повторных нивелировок выясняется своеобразная микроритмичность современных тектонических движений, их пульсации, которые из-за своей краткости не

были зафиксированы в молодых осадках и потому ускользнули от внимания геологов [Рихтер, 1957, 1959].

Повышенная сейсмичность, обусловленная генетической связью между землетрясениями и современными тектоническими движениями большой интенсивности и дифференцированности, вследствие чего «альпийские складчатые зоны несут на себе большую часть современных сейсмических очагов» [Горшков, 1961].

В результате обобщения обширных материалов по землетрясениям выявляется сейсмотектоническая периодичность пульсаций коры, «представляющая одно из проявлений ритмичности современных тектонических движений» [Тамразян, 1963, стр. 17].

Соляная тектоника (преимущественно в подвижных частях платформенных альпийских впадин), механизм которой прямо связан с дифференцированными вертикальными пульсационными тектоническими движениями земной коры и имеет «импульсный» характер [Билык, 1962; Горелик, 1961; Долицкий, 1962; Николаев, Шульц, 1961; Atwater, Forman, 1959; Wall, Murray, Diar, 1961]. Под влиянием современных тектонических движений продолжается рост и обновление солянокупольных структур [Вахрушев, 1957]. Установленная современная скорость роста соляных куполов составляет 1—12 мм в год [Певнев, 1961; Barton, 1933], при этом наблюдается резкая дифференцированность подвижек участков земной коры, сопряженных с растущим куполом; зафиксированы относительно вертикальные подвижки до 1,5 мм в год [Певнев, 1961].

Диapiровое складкообразование глинистых толщ, аналогичное по своему механизму соляной тектонике и с ней иногда тесно сопряженное [Atwater, Forman, 1959; Roach, 1962; и др.].

Грязевой вулканизм, проявления которого прямо связаны с АВПД подземного газа в недрах [Дурмишьян, 1962; Калинин, 1960; Сырык, Федорченко, 1962; Якубов, Зейналов, 1962]; колоссальные массы последнего притекают в грязевулканические аппараты по пластам [Губкин, Федоров, 1940] или поступают в них с большой глубины по разломам [Абих, 1939; Ковалевский, 1940; Тамразян, 1958, 1959].

Устанавливается тесная связь вспышек извержений грязевых вулканов с современными колебательными движениями земной коры в грязевулканических областях Азербайджана [Горин, Мехтиев, 1953]. Периодичность извержений грязевых вулканов в Азербайджане отражает ритм современных вертикальных пульсационных тектонических движений отдельных блоков коры по разломам [Тамразян, 1963].

Итак, важнейшей специфической особенностью всех процессов неотектогенеза является их колебательный, ритмично-периодический пульсационный характер. Причем диапазон частот неотектонических колебаний весьма широк, например, от «ультракороткопериодических» сейсмических колебаний (землетрясения) до так называемых «вековых» поднятий и опусканий земной коры, представляющих собой короткопериодические колебания земной поверхности, связанные

с собственно тектоническими процессами [Мещеряков, Синягина, 1961]. Периодичность роста соляных структур, диapiровых складок, извержений грязевых вулканов и прочих явлений неотектогенеза укладывается в различные промежутки указанного широкого диапазона частот колебаний.

Все приведенные данные указывают на функциональную зависимость различных проявлений неотектогенеза (землетрясений, роста солянокупольных структур, грязевого вулканизма, современного складкообразования и пр.) от колебательных дифференцированных неотектонических движений коры, чем подтверждается центральная идея ведущей школы советских тектонистов о том, что различные типы тектонических движений представляют собой разные формы единого процесса геотектогенеза, являющегося, в свою очередь, отражением еще более общего процесса развития земного шара как космического тела [Белоусов, 1961].

Циклический (пульсационный) характер развития земной коры устанавливается «по циклическому (ритмическому) строению осадочных толщ, по периодическому усилению складко- и разрывообразования, магматизма, землетрясений, деятельности грязевых вулканов» [Хаин, 1960, стр. 102].

В соответствии с современными представлениями все перечисленные выше формы неотектогенеза порождаются колебательными вертикальными движениями глыб коры по крупным глубинным разломам; последние являются как бы глубинными «рычагами», которые создают структуры в осадочном покрове и приводят их в движение, придавая их развитию колебательный, пульсационный характер.

Действительно, в альпийских геосинклиналях намечается определенная зональность в распределении эпицентров землетрясений. Последние «возникают главным образом в местах с наибольшей скоростью и контрастностью относительных смещений соседних участков коры, где заново образуется и обновляется наибольшее число тектонических разрывов» [Белоусов, Гзовский, 1954]. На Кавказе, например, зоны эпицентров в общем коррелируются с северо-западным простиранием структур, разграничивающих области поднятия и опускания, а также и с поперечными разломами северо-восточного простираания [Белоусов, Кириллова, Сорский, 1952].

Газовые (грязевые) вулканы Восточного Азербайджана приурочены к трем главным продольным (северо-западным) разломам и к одному поперечному глубинному Аджаикабул-Мардакянскому разлому [Тамразян, 1963].

Как известно, установлена теснейшая пространственная связь скоплений нефти и газа с диapiризмом, соляной тектоникой, грязевым вулканизмом [Губкин, Федоров, 1940; Тамразян, 1958] и, по-видимому, вообще со структурами, проявляющими неотектоническую активность [Горелов, 1959; Мещеряков, 1959; Николаев, 1962]. Поэтому представляется неизбежным, что все проявления современного тектогенеза должны влиять на скопления флюидов и, в частности, приводить к повышению пластового давления вплоть до

появления АВПД как путем сжатия и деформирования упругих глубинных резервуаров, так и в результате притока в них новых порций газа.

Это неизбежно также и потому, что скорости современных тектонических процессов и перераспределения пластового давления в глубинных упругих резервуарах, как видно из вышеотмеченного, являются скоростями одного порядка — очень большими по сравнению с геологическим временем. Причем в ряде случаев современные тектонические движения (например, землетрясения) могут заметно обгонять изменения пластового давления (например, в плохо проницаемых резервуарах), что хорошо увязывается с намеченными представлениями о причинно-следственных связях между этими явлениями.

Пульсационный (колебательный) характер процессов современного тектогенеза неизбежно должен отразиться и на состоянии АВПД флюидных залежей, что в частности и сказывается в пульсационном, периодическом проявлении на поверхности многих современных высачиваний флюидов, а также в целом ряде других явлений, отмечаемых нами в дальнейшем.

Поскольку неотектонические проявления сконцентрированы в пределах альпийских геоструктур и сравнительно рассредоточены, а частью вовсе отсутствуют на платформах, то следует ожидать более частого проявления АВПД в альпийских зонах и более редкого на платформах, что и имеет место в действительности.

Эта зависимость выявляется с большей очевидностью и конкретностью при одновременном учете других факторов, влияющих на пластовое давление, которые в основном обобщаются гидрогеологией и геологией нефтяных месторождений.

7. Доказанное современной гидрогеологией затухание с глубиной подвижности подземных вод характеризуется тремя гидродинамическими зонами (сверху вниз): активного водообмена, затрудненного водообмена и застойного режима [Игнатович, 1944; Маринов, Соколов, Фомин, 1961].

В региональном плане гидродинамическая характеристика подземных вод определяется не возрастом вмещающих их отложений, а тектоническим положением гидрогеологических структур, среди которых по степени закрытости различаются: раскрытые, частично раскрытые, закрытые [Игнатович, 1947]. В закрытых структурах доминируют воды глубинных зон: застойного режима и затрудненного водообмена. Передвижение высокоминерализованных вод глубинных зон проявляется лишь в масштабах геологического времени [Игнатович, 1944], чем подчеркивается очень малая скорость их фильтрации.

По существу наличие регионального стока высокоминерализованных вод глубинных зон не доказано прямыми наблюдениями даже и на платформах. Наоборот, последние обобщения региональных материалов на основе принципа гидрохимической и гидродинамической зональности с учетом литолого-фациальной изменчивости горизонтов в боковом направлении говорят против существования гидродинамической связи между областями питания и разгрузки глубин-

ных вод, отстоящими одна от другой на несколько сот километров [Гатальский, 1956; Гармонов и др., 1961; Тхостов, 1960; Russell, 1961].

Вместе с тем наблюдениями и расчетами доказываются существование вертикальной гидродинамической связи между водоносными комплексами (сквозь водоупоры) от наиболее глубинных зон до земной поверхности [Гармонов, и др., 1961; Гатальский, 1956; Кротова, 1957; Мятнев, 1947; Russell, 1961]. На больших глубинах при повышенных температурах глинистые водоупоры, по-видимому, легче пропускают воду [Мухин, 1961]. Зоны трещиноватости в связи с разломами, пронизывающими осадочные толщи, также служат путями миграции флюидов снизу вверх по разрезу [Кротова, 1957; Сметов, 1961]. Сам факт широчайшей распространенности нормальных пластовых давлений в глубинных зонах рассматривается как показатель гидростатического равновесия вод от глубины до земной поверхности, установившегося с течением геологического времени в результате вертикальной гидродинамической связи между горизонтами [Rubey, Hubbert, 1959].

Следует подчеркнуть наличие существенных различий региональных гидрогеологических закономерностей между платформенными и геосинклинальными (горноскладчатыми) областями, в связи с чем предлагается более детальное их гидрогеологическое районирование в соответствии с характером гидрогеологических структур [Маринов, 1962]. По существу это предложение отражает, в частности, назревшую необходимость учитывать при районировании, наряду с региональными гидрогеологическими структурами (характерными для платформ), также и более мелкие локальные структуры (характерные для складчатых областей). Целесообразность этого подтверждается и тем, что локальные закрытые структуры, которые до последнего времени не привлекали внимания гидрогеологов, наиболее часто содержат залежи с АВПД. Природа последнего не получает удовлетворительного объяснения с точки зрения общераспространенных схем, согласно которым гидростатические давления контролируются лишь размещением областей питания и стока крупных водонапорных систем» [Линецкий, 1961].

Все сказанное в отношении глубинных вод в большой мере относится и к поведению подземных углеводородных флюидов, поскольку считается, что скопления последних составляют части природных гидрогеологических систем [Барс, Борщевский, Брод, Овчинников, 1961; Корценштейн, 1960].

Примечательно, что большая сумма региональных наблюдений приводит к представлению о значительном преобладании восходящей вертикальной миграции над латеральной миграцией углеводородных флюидов в (альпийских. — К. А.) геосинклинальных нефтегазоносных областях по сравнению с платформами [Еременко, Максимов, 1960; Козлов, 1959; Линецкий, 1959; Illing, 1938]*. Об этом

* Мысль о вертикальной миграции флюидов в связи с диастрофизмом, по-видимому, впервые была высказана И. С. Уайтом [White, 1885].

говорит в частности обилие поверхностных высачиваний флюидов в геосинклиналях по сравнению с платформами [Савченко, 1952; Illing, 1938₂].

Существование (сохранение) сформировавшихся залежей нефти и газа предполагает их относительную изоляцию от региональных водных гидродинамических систем, «запечатывание» [Игнатович, 1945] в локальных закрытых структурах (ловушках), где и наблюдается часто АВПД [Линецкий, 1961].

Итак, намечается, что в альпийских складчатых областях по сравнению с платформами шире распространены мелкие локальные закрытые гидрогеологические структуры, в связи с этим чаще встречается АВПД и одновременно шире развито восходящее движение флюидов и высачивание их на поверхность.

8. Геологические типы месторождений и залежей нефти и газа альпийских геосинклинальных зон в отличие от платформенных типов характеризуются в частности следующими особенностями *: большей гидрогеологической обособленностью (закрытостью) большинства глубинных локальных ловушек, заключающих залежи; большим стратиграфическим диапазоном нефтеносности и значительно большей высотой отдельных залежей; относительно мелкими площадными размерами залежей и большим их количеством в месторождении; частым проявлением, в связи со всем перечисленным, замкнуто-упругого режима при разработке глубинных залежей (в то время как в соответствующих по глубине залежах платформенных месторождений преобладает упруго-водонапорный режим); частым появлением так называемых *избыточных пластовых давлений* [Еременко, 1961₂], обусловленных в основном большой высотой нефтяной или газовой залежи; более частым проявлением АВПД в залежах нефти, воды и газа глубинных зон месторождений.

9. В широком межрегиональном плане можно усматривать корреляцию между суммарной плотностью тепловых потоков и интенсивностью процессов неотектогенеза в отдельных геоструктурах земной коры, ибо установлено, что в районах альпийской складчатости средняя геотермическая ступень меньше, чем в районах более древнего тектогенеза [Геотермия, 1952].

В числе факторов, влияющих на особенности геотермического режима в областях альпийской складчатости по сравнению с платформенными областями, указываются [Дьяконов, 1958]: более высокие тепловые сопротивления кайнозойских (преимущественно терригенных) пород; местные сгущения теплового потока крутыми складками и т. п.; влияние неглубоких горячих интрузивов; дополнительный перенос тепла водой и т. д.

Накапливается конкретный геологический материал, показывающий, что геотемпературные градиенты зависят от неотектонической активности структур. Так, например, они резко возрастают на активных сводовых поднятиях северной периферии альпийской Средиземно-

морской геосинклинальной области и являются разными на разных поднятиях [Дубинский, 1959; и др.].

Сопоставленные выше итоги современных геологических обобщений позволяют предложить на обсуждение и проверку следующие теоретические положения.

А. Повсеместные непрерывные неотектонические процессы неизбежно должны были и в недавнем геологическом прошлом и сейчас постоянно возбуждать и обновлять в упругих глубинных флюидонасыщенных резервуарах непрекращающиеся, соизмеримые с этими процессами по порядкам скоростей, явления перераспределения и изменения пластовых давлений вплоть до появления АВПД. Эти явления должны осуществляться как путем неравномерного сжатия глубинных упругих гидродинамических систем при всех видах неотектонических движений земной коры, так и путем поступления в эти системы новых порций газа и жидкостей под более высоким давлением.

Б. Поскольку скорости перераспределения пластовых давлений флюидов в земной коре (в том числе, и через водоупоры) являются в общем случае скоростями более высокого порядка, чем скорости геологических процессов (в обычном их понимании), то в течение геологического времени флюиды с аномальным пластовым давлением должны достигать гидростатического равновесия (т. е. нормальных пластовых давлений) в результате вертикальных гидродинамических связей между глубинными и поверхностными зонами.

Во всяком случае, даже если бы и сохранились некоторые «фоссилизированные» аномальные давления, то молодые и современные тектонические процессы должны были бы их изменить и омолодить. Таким образом, современная картина распределения аномальных пластовых давлений в земной коре должна определяться неотектогенезом и это должно подтверждаться соответствующей корреляцией между аномальными давлениями и неотектоническими процессами при учете приводящих обстоятельств.

В. Устанавливающееся с течением геологического времени гидростатическое равновесие флюидов (нормальное пластовое давление) нарушается чаще в альпийских геосинклиналях, чем на платформах потому, что там более интенсивны и массивованы неотектонические процессы; чаще осуществляется более полное гидрогеологическое обособление («запечатывание») залежей в литологических, тектонических и других ловушках; медленнее происходит перераспределение пластовых давлений в месторождении между многочисленными относительно мелкими залежами, обладающими замкнуто-упругим режимом.

Все это должно приводить к более частому появлению АВПД в глубинных гидродинамических зонах альпийских геосинклиналей, чем в соответствующих по глубине зонах на платформах.

Г. В региональном плане может наметиться поясовое (зональное) распределение АВПД, например, в зонах так называемых контрастных движений земной коры между участками современных поднятий

* По данным Н. А. Еременко [Еременко, 1961₁].

и опусканий, где наиболее интенсивны и притом дифференцированы современные тектонические напряжения в подземных массивах, что особенно характерно для альпийских геосинклиналей.

Линейное распределение АВПД может обнаружиться и в локальном плане, например, в зоне взаимодействия надвинутого и поднадвигового блоков в пределах локальной структуры и т. п.

Д. Неоднократные сжатия и расширения упругих глубинных флюидонасыщенных резервуаров, происходящее под влиянием пульсирующих неотектонических процессов, должны приводить к периодическому возникновению локальных участков с чередующимися повышенными и пониженными пластовыми давлениями, играющих роль внутренних глубинных очагов питания и разгрузки подземных флюидов. При помощи такого упруго-пульсационного механизма может осуществляться миграция (перекачивание) флюидов в земной коре как в латеральном, так и в вертикальном направлениях *.

Наиболее полно и эффективно упруго-пульсационный механизм динамики флюида должен проявляться в некотором диапазоне глубин, где имеется наибольшая упругость скелета флюидонасыщенного резервуара (для песчаникового резервуара, например, на глубинах до 2—3 км).

Более действенно этот механизм миграции должен проявляться также в альпийских геосинклиналях, где неотектонические процессы интенсивней, чем на платформах. Этим, в частности, и должны объясняться явления большей вертикальной подвижности флюидов в альпийских геосинклиналях наряду с более частой приуроченностью к ним АВПД по сравнению с платформами.

Е. Сущность упруго-пульсационного механизма миграции нужно усматривать также и в разной степени упругости глубинных пластов. Под влиянием тектонических напряжений некоторые флюидонасыщенные пласты ведут себя как вполне упругие тела, в то время как другие пласты проявляют двойственные упруго-пластические физические свойства. Взаимодействие тех и других пластов под влиянием общей для них тектонической подвижки приводит к резкому скачкообразному разрушению малоупругих пластов, сопровождающемуся развитием трещин, в которые перетекает упругий запас жидкостей из сжатых упругих пластов и т. д.

Ж. Подтверждение указанных взаимодействий нужно искать, в частности, в общности пульсационного характера процессов неотектогенеза и миграции флюидов. Действительно, с различными формами неотектогенеза связаны пульсационные скачкообразные восходящие перемещения как жидких и газообразных, так и полужидких, пластичных масс: грязевулканические извержения, солевой, глиняный, угольный и т. п. диапиризм; газодинамический режим в угольных массивах Донбасса и т. д. Уже это наводит на мысль, что неотектогенез в разнообразнейших его формах должен возбуждать широ-

кую пульсационную современную миграцию флюидных и текуче-пластических масс в земной коре, особенно в ее активизированных зонах.

Неотектонические колебательные движения различных типов, масштабов и различной частоты должны накладываться, совмещаться в пределах отдельных участков коры и запечатлеваться в виде сложных гамм периодических и ритмических геологических феноменов, каковыми, помимо слоистости и т. п., несомненно, являются различные, описываемые уже в геологической литературе, формы пульсационной, скачкообразной восходящей миграции флюидов и текуче-пластических масс сквозь стратифицированные толщи коры.

З. Из всего сказанного следует, что в глубинных, интенсивно нарушаемых современным тектогенезом гидродинамических зонах альпийских геосинклиналей следует ожидать резких скачкообразных незакономерно, «разбросанных» изменений пластовых давлений как по вертикали, так и по площади, а на платформах — в соответствующих по глубине гидродинамических зонах на больших площадных пространствах пластовые давления должны быть в большинстве своем близкими к норме, нерезко различными, малоизменяющимися от места к месту.

Картина «разброса» пластовых давлений в геосинклиналях в некоторой мере может определяться также избыточными давлениями, возникающими за счет большой высоты нефтяной или газовой залежи; однако приведением давлений к водяному контакту влияние этого фактора элиминируется.

И. Если геотермический режим альпийских зон по сравнению с платформенным действительно существенно зависит от факторов неотектогенеза (недавний и современный вулканизм, гидротермы, современный рост структур и пр.), то можно ожидать, что общий характер геотермического режима в альпийских геосинклинальных зонах будет соответствовать колебательному, пульсационному характеру процессов неотектогенеза, т. е. поведение геотермического градиента в альпийской зоне будет неровным, скачкообразным, изменяющимся от места к месту, а на платформах в сходных условиях литологии оно будет относительно более ровным и выдержанным. Во всяком случае, нужно посмотреть по имеющимся геологическим материалам, не позволяют ли они поставить вопрос о том, что АВПД флюидов, а также и положительные геотемпературные аномалии могут быть вызваны факторами современного и молодого тектогенеза.

* Представление о частном случае такого механизма миграции содержится в автореферате доклада Ю. В. Мухина [Мухин, 1961].

Глава II

О ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЯХ В АЛЬПИЙСКИХ ПОДВИЖНЫХ ЗОНАХ И НА ПЛАТФОРМАХ

Альпийские геосинклинальные зоны, а также некоторые неотектонически высокоактивные альпийские краевые впадины платформ характеризуются приуроченностью к ним подавляющего большинства выявленных случаев АВПД (рис. 1). К ним относятся следующие геоструктуры.

Пояс альпийской складчатости СССР — Карпатская зона [Новосилецкий, 1961; Тхостов, 1960], Кавказская зона [Алиев, 1953; Дурмишьян, 1961; Калинин, 1960; Линецкий, 1955; Мелик-Пашаев, 1956; Меркулов, 1961; Николаев, 1960; Тхостов, 1960; Шерстнев, Салаев, 1954; и др.], Челекен и Фергана [Тхостов, 1960], Таджикская депрессия (материалы Г. Н. Газаряна и др. за 1962 г.).

Средиземноморско-Гималайский альпийский пояс — Месопотамский предгорный прогиб Южного Ирана [Lane, 1949], Саудовской Аравии [Milam, 1963] и Ирака [Cooke, 1955]; геосинклинальная зона Северного Ирана [Mostofi, Gansser, 1957]; Предгималайская предгорная впадина Западного Пакистана [Keep, Ward, 1934; Pinfold, 1954; Thomeer, Bottema, 1961]; Восточного Пакистана [Secules, 1958; Rubey, Hubbert, 1959] и Бирмы [Tainsh, 1950]; Карпатская зона Румынии [Rubey, Hubbert, 1959]; геосинклинальная зона Италии [Гавотти, 1961; Гужов, 1963; Rubey, Hubbert, 1959].

Тихоокеанский альпийский пояс — Андская зона Аргентины [Baldwin, 1944], Перу [Travis, 1953], Колумбии [Anderson, 1945]; Кордильерская зона Калифорнии [Watts, 1948]; Аляска [Alaska has second oil strike, 1963]; Камчатка — Богачевская площадь — СССР [Белова и др., 1961]; Северная Новая Гвинея [Thomeer, Bottema, 1961]; о. Борнео [Rubey, Hubbert, 1959]; The development of the Seria field, Brunei, 1962]; Австралия [Rubey, Hubbert, 1959]; о. Тайвань — КНР [Case history of Chinshui gas field, Taiwan, China, 1962]; Филиппины [Progress of oil exploration in the Philippines, 1962].

Оринокский предгорный прогиб в пределах Восточной Венесуэлы [Funkhouser, Sass, Hedberg, 1948] и южной части Тринидада [Suter, 1952].

Примексиканская краевая впадина* Северо-Американской платформы в пределах штатов Техас и Луизиана, США [Cannon, Craze, 1938; Cannon, Sullins, 1946; Chaney, 1949; Dickinson, 1953; Mc Caslin, 1949; Mc Laughlin, 1954; и др.].

Предгорный прогиб, выполненный третичными отложениями, в районе Скалистых гор, США [Rubey, Hubbert, 1959].

Примечательно, что почти все районы развития АВПД альпийских геосинклиналей одновременно относятся к высокосейсмическим зонам Земли, характеризующимся проявлениями локальных и региональных стрессов [Scheidegger, 1961], частыми землетрясениями [Мещеряков, Синягина, 1961], а также грязевым вулканизмом и другими проявлениями интенсивного неотектогенеза. Для Примексиканской краевой впадины характерна интенсивнейшая соляная тектоника [Barton, 1933], несомненно отражающая повышенные градиенты дифференцированных новейших и современных тектонических движений земной коры.

На платформах АВПД встречается сравнительно редко: в северной части ФРГ [Thomeer, Bottema, 1961; Thomeer, 1955]; в США — Арканзас, Оклахома (месторождения Кэддо, Картер Нокс), Западный Техас — месторождение Ист Вессон — [Rubey, Hubbert, 1959; Тхостов, 1960; Сеид-Рза, 1963; Donnelly, 1941]; в СССР — Днепровско-Донецкая впадина — месторождение Шебелинское и др. — [Тхостов, 1960; Еременко, 1961], Скифская платформа — месторождение Прасковейское — [Калашнев, 1959], Иркутский амфитеатр — Балхтинская площадь — [Тычино, Бабошина, 1963]; в Алжирской Сахаре — месторождение Хасси-Мессауд — [Жокель, 1961]; в Великобритании на одной из площадей [Blowout in Britain, 1963] и в некоторых других местах.

Месторождения с АВПД, по-видимому, приурочены к зонам современных и новейших контрастных тектонических движений коры, например, к зонам геотектонически активных глубинных разломов фундамента, перекрытых мощными толщами осадочного чехла. Примерами могут служить месторождение Вентура-Авеню в Калифорнии, расположенное в краевой зоне глубинного разрыва Сан-Андреас, на оперяющем разломе Санта-Инес [Sr. Bailey, 1943; и Муди, Хилл, 1960, стр. 280, фиг. 6], месторождения Западной Туркмении [Бескровный, Гемп, Шварц, 1963], месторождение Хасси-Мессауд в Сахаре и др.

Весьма большой интерес представляют очень редкие случаи обнаружения АВПД в самых низах осадочного покрова в непосредственной близости к метаморфизованному фундаменту, как это имеет место,

* Прибрежную полосу Примексиканской впадины, отличающуюся громадными мощностями мезокайнозойских отложений (свыше 10 000 м), интенсивной соляной тектоникой, проявлениями глинистого диапиризма, высокой неотектонической мобильностью и широким распространением АВПД, американские геологи называют «солянокупольной геосинклиналью Голф Кост» [Carsey, 1950]. Название «геосинклиналь Голф Кост» прочно утвердилось в американской литературе [Eardley, 1951, стр. 543—544]. Поэтому мы относим эту часть Примексиканской впадины к подвижным альпийским зонам наряду с альпийскими геосинклинальными областями.

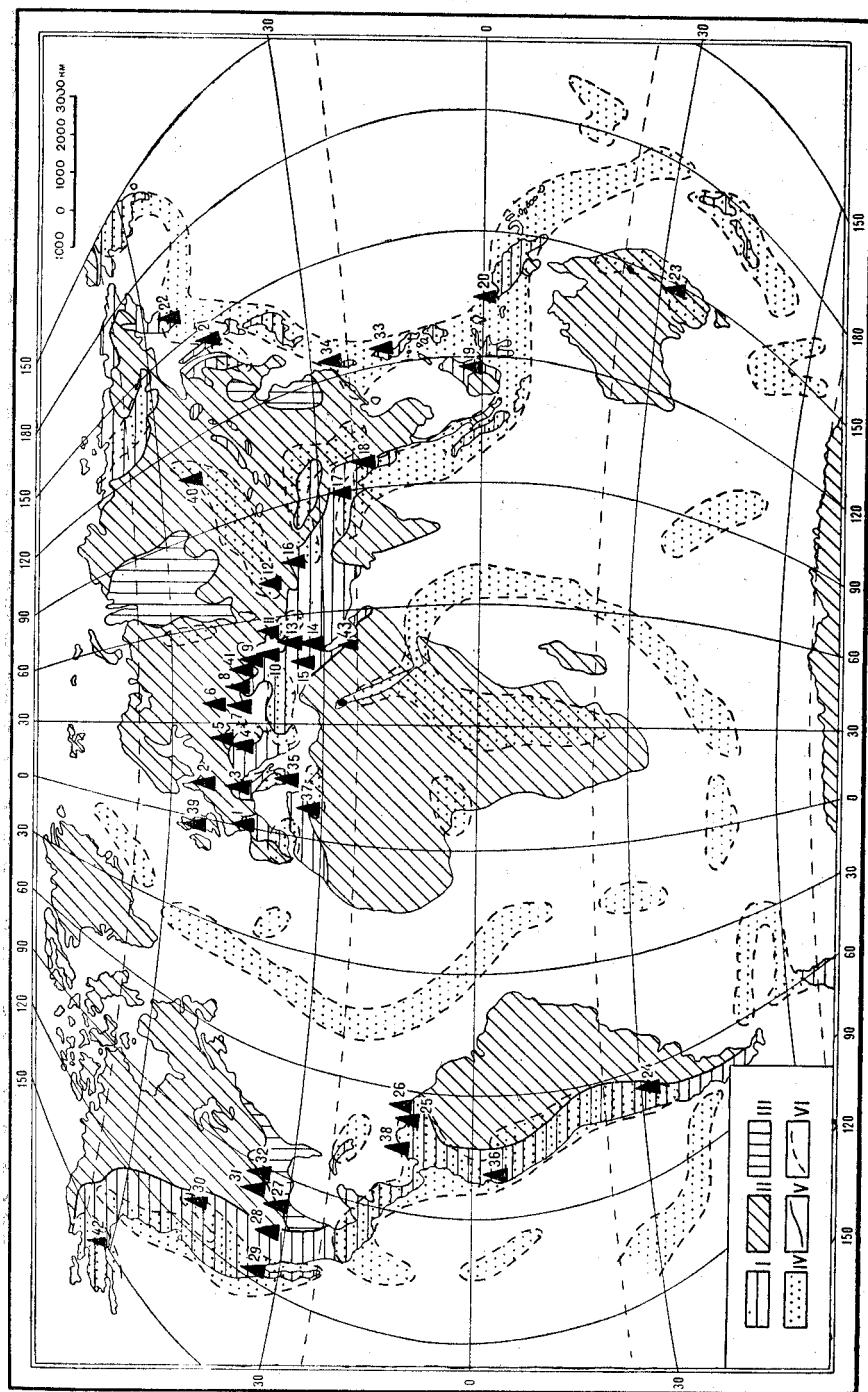


Рис. 1. Схема распределения нефтяных и газовых месторождений и районов с АВПД по тектоническим структурам и сейсмическим зонам Земли (по данным Белоусова, 1962, прил.; Мещерякова, Синягиной, 1961, рис. 8; Гутенберга, Рихтера, 1948; и др.).

I — альпийские геосинклинали; II — альпийские платформы; III — области активизации; IV — сейсмические зоны (недифференцированные); V — границы геосинклиналей, платформ и областей активизации; VI — границы сейсмических зон.

Месторождения и районы: 1 — Ланк (Франция); 2 — северная часть ФРГ; 3 — долина р. По (Италия); 4 — Румуния; 5 — Борислав, Битков, Долина и другие (СССР — Украина, Предкарпатье); 6 — Шибелийское (СССР — Украина); 7 — Владиславское (СССР — Керченский п-ов); 8 — Крымское, Ключевское, Новодмитриевское, Варавское и другие (СССР — Западное Предкавказье); 9 — Карабулак-Ачалук, Малгобек-Вознесенка, Датал, Сели и другие (СССР — Ашеровский п-ов, Кировобадский р-н); 10 — Карагай, Локбаган и другие (СССР — Ашеровский п-ов, Кировобадский р-н); 11 — Челекен, Котур-Тепе, Небит-Дег, Кум-Дег и другие (СССР — Западная Туркмения); 12 — Изабаскент, Кочик-Бель, Ак-Баш-Адыр, Уч-Кызыл и другие (СССР — Фергана, Таджикистан, Афганистан); 13 — Кум (Северный Иран); 14 — Гач-Саран, Ага-Джари, Нафт-Сафид и другие (Южный Иран); 15 — Чина-Сурх и другие (Ирак); 16 — Кхаур и другие (Западный Пакистан); 17 — Сикет и другие (Восточный Пакистан); 18 — Янангунг, Чаук и другие (Бирма); 19 — Серия, Джерудонг (о. Борнео); 20 — дельта р. Мак-

берано (Новая Гвинея); 21 — Южный Сахалин (СССР); 22 — Богачевская площадь (СССР — Камчатка); 23 — Австралия; 24 — Тупонгато (Аргентина); 25 — Санта-Ана, Санта-Роза, Сан-Жоанин и другие (Венесуэла); 26 — Форест, Гунгур и другие (Тринидад); 27 — Манила-Виллидж и другие (побережье Мексиканского залива между рр. Рио-Гранде и Миссисипи); 28 — Ист-Вессон (Западный Техас, США); 29 — Вентура-Авено, Лост Хиллс и другие (Калифорния, США); 30 — Пасифик Крик (Ваёминг, США); 31 — Картер Нокс, Калдо (Оклахома, США); 32 — Арканас, США; 33 — Тумауни (Флоридина); 34 — Чиншук (КНР — о. Тайвань); 35 — о. Сицилия (Италия); 36 — Ла Бреа Париньяс (Перу); 37 — Хасси-Мессауд (Алжир); 38 — Тибу, р. Магдалина (Колумбия); 39 — Айаюн (Великобритания); 40 — Балыхтинская площадь (СССР — Восточный Сибирь); 41 — Прасковейское (СССР — Ставропольский край); 42 — залив Кука (Алaska); 43 — Курсания (Саудовская Аравия).

например, в месторождениях Хасси-Мессауд в Сахаре [Lapparent, Albert, 1960; Жокель, 1961] и Тибу в Колумбии [Anderson, 1945].

Пересмотр в соответствии с геотектоническим принципом некоторых отечественных материалов по начальным пластовым давлениям показывает резкое отличие состояния начальных пластовых давлений на платформах от такового в альпийских геосинклинальных зонах. Так, на Русской платформе залежи глубинных (глубже 1000 м) нижних этажей месторождений нефти и газа как в девонских, так и в каменноугольных отложениях имеют почти одинаковые, близкие к норме, начальные пластовые давления (рис. 2), а соответствующие по диапазону глубин залежи Кавказской и Карпатской геосинклинальных зон характеризуются большими «разбросами», резкими отклонениями от нормы начальных пластовых давлений вплоть до появления АВПД (рис. 3, 4). Следует иметь в виду, что пластовые давления, указанные для залежей в чокракских и караганских пластах на месторождениях Гора Горская, Октябрьское, Старо-Грозненское 38—52 (см. рис. 4), понижены против нормального гидростатического давления, возможно, вследствие длительной эксплуатации этих месторождений до проведения замеров пластового давления и, по-видимому, не являются начальными.

Намечается весьма детальное соответствие (в плане) между региональным состоянием начального пластового давления в залежах и геоструктурным положением залежей нижних этажей месторождений независимо от возраста вмещающих залежи отложений. Так, на платформенном борту Предкавказского передового прогиба залежи на глубинах свыше 1000 м

как среди мезозойских, так и среди третичных отложений имеют почти одинаковые, близкие к норме, начальные пластовые давления (рис. 5), а в геосинклинальной части прогиба соответствующие по диапазону глубин залежи как среди мезозойских, так и среди третичных отложений имеют резко «разбросанные», «скачущие» начальные

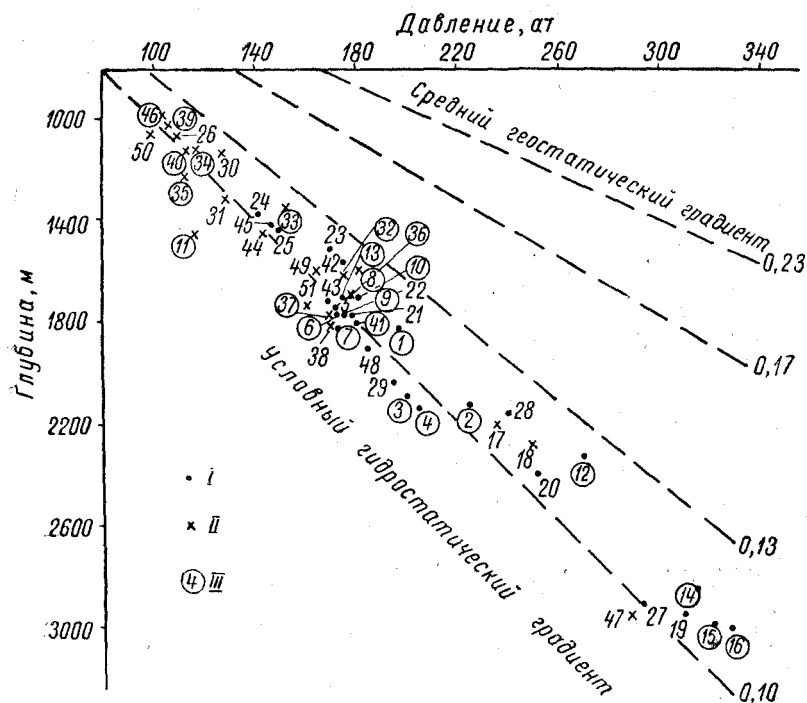


Рис. 2. Изменение начальных пластовых давлений с глубиной в залежах нефти и газа нижних этажей месторождений Русской платформы (по данным Тхостова, 1960, стр. 26, рис. 1, 2).

I — давления в залежах девонских отложений; II — то же, каменноугольных отложений; III — давления, приведенные к водяному контакту.
Месторождения: 1—2 — Соколовское; 3—4 — Шкаповское; 5—6 — Туймазинское; 7—9 — Серафимовское, Константиновское; 10—11 — Зольненское; 12 — Султангуловское; 13 — Ромашкинское; 14—18 — Мухановское; 19 — Коханское; 20 — Дерюжеское; 21 — Ново-Елховское; 22 — Акталское; 23 — Бондюжское; 24—26 — Зимовское; 27 — Дмитриевское; 28 — Степановское; 29—31 — Джебальское; 32—34 — Покровское; 35 — Байтуганское; 36 — Красноярское; 37 — Ярское; 38 — Колотовское; 39—40 — Жирновское; 41 — Коробовское; 42 — Красный Яр; 43 — Белоозерское; 44—46 — Урицкое; 46 — Бахметьевское; 47 — Чернухинское; 48 — Глинско-Розбышевское; 49 — Кибинцевское; 50—51 — Сагайдакское.

пластовые давления вплоть до АВПД (см. рис. 4). Сходная картина намечается и для Предкарпатского передового прогиба (см. рис. 3).

В этой связи следует отметить, что и в Предкавказском и в Предкарпатском прогибах (рис. 6, 7) геосинклинальная их часть относится к высокосейсмичной зоне (частые землетрясения и пр.), а платформенный борт — к менее сейсмичной или совсем несейсмичной зоне, причем граница между этими зонами совпадает с линией сочленения плат-

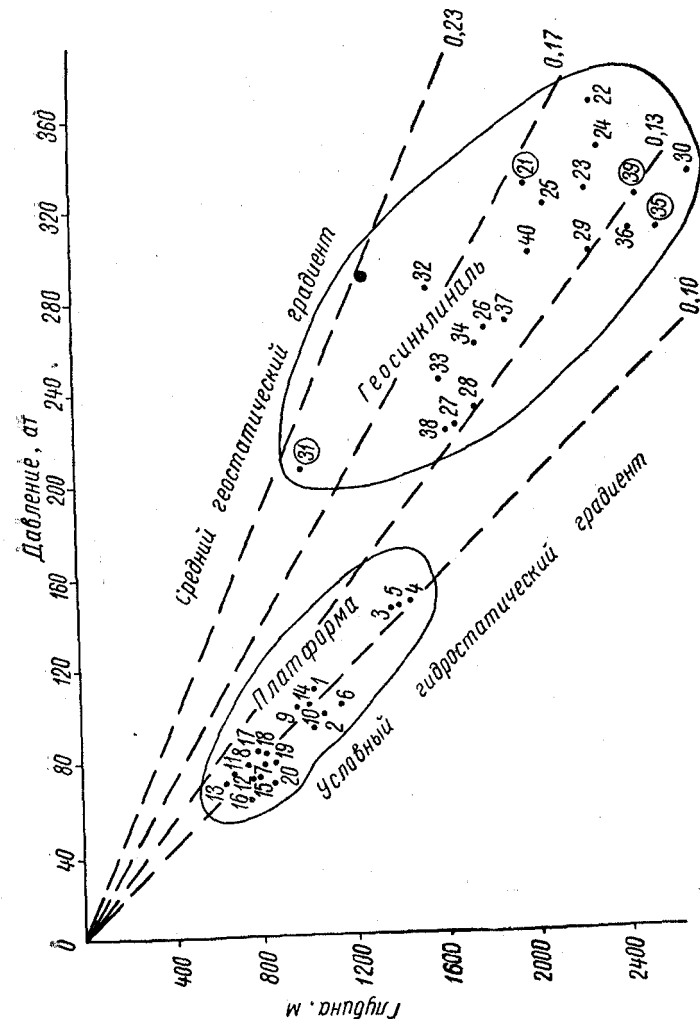


Рис. 3. Изменение начальных пластовых давлений с глубиной в нефтяных, газовых и водяных залежах нижних этажей месторождений Предкарпатского передового прогиба (по данным Тхостова, 1960, стр. 101—103, прил. 4; Ново-Елховского, 1961, стр. 13, табл. 2; Долонко, 1960, стр. 20; Скиры, Краюшкина, 1961, стр. 18—19). Цифры в кружках указывают на давление в водяных залежах.

Месторождения внешней (платформенной) зоны: 1 — Кохановка; 2 — Рудки; 7 — 8 — Опары; 9 — Билыче-Волыня; 10—14 — Угерско; 15—20 — Калобно.
Месторождения внутренней (геосинклинальной) зоны: 21 — Урюк; 22—25 — Борислав; 26 — Старуля; 30 — Долина; 31 — Старуля; 32—40 — Битков.

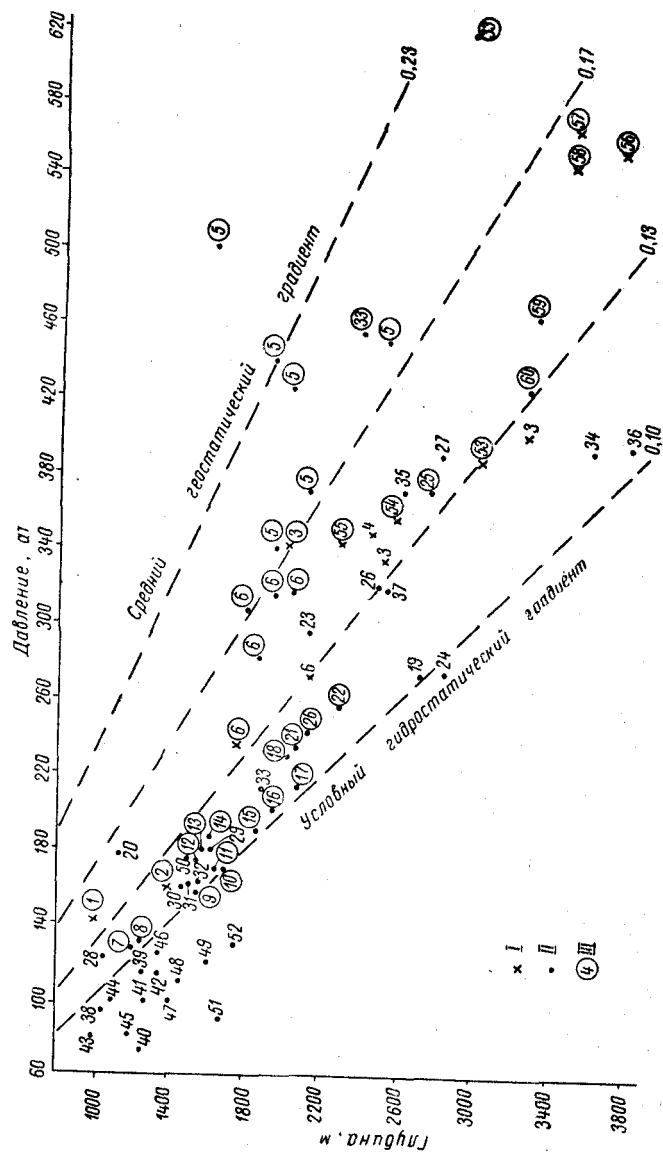


Рис. 4. Изменение начальных пластовых давлений с глубиной в нефтяных, водяных и газовых залежах нижних этажей месторождений геосинклинальной части Предкавказья и Апшерона (по данным Тхостова, 1960, прил. 3, 4; Меркулова и Янкевича, 1961; с использованием работ В. М. Николаева за 1953, И. Г. Кисина и Е. А. Каинцева за 1961, В. Ф. Кондрачева за 1955, А. Быдтаева за 1959, А. Г. Гарбузовой и А. Г. Королева за 1957 год, картотеки нефтяных и газовых месторождений и разведочных площадей СССР, составленной во ВНИГРИ в 1961 г., и других материалов).

I — давления в залежах мезозойских отложений; II — то же, третичных отложений; III — давления, приведенные к водяному контакту, или водяные.

Месторождения: I — Баракское; 2 — Селли; 3—5 — Карабулак-Агалуки; 6 — Даш; 7—11 — Анастасовско-Троицкое; 12—17 — Ахтыско-Бутунское; 18—19 — Даш; 20 — Карское; 21—22 — Ключевское; 23—24 — Калужское; 25—26 — Ново-Дмитриевское; 27 — Восточно-Северское; 28 — 29 — Изербаш; 30—33 — Махач-

кала; 34—36 — Каралаг; 37 — Кюроваг; 38—41 — Гора Горская; 42—44 — Октябрьское; 45—52 — Старо-Грозненское; 53 — Серноводское; 54—55 — Заманкул; 56 — Малгобек; 57 — Али-Юрт; 58—60 — Хаян-Корт.

формы и геосинклинали вплоть до деталей (огibaет, например, южный выступ Ставропольского массива и т. д.). Со всем этим находятся в естественном согласии данные о новейших молодых и современных тектонических движениях повышенной интенсивности и дифференцированности как в Карпатской [Доленко, 1961; Николаев, Шульд,

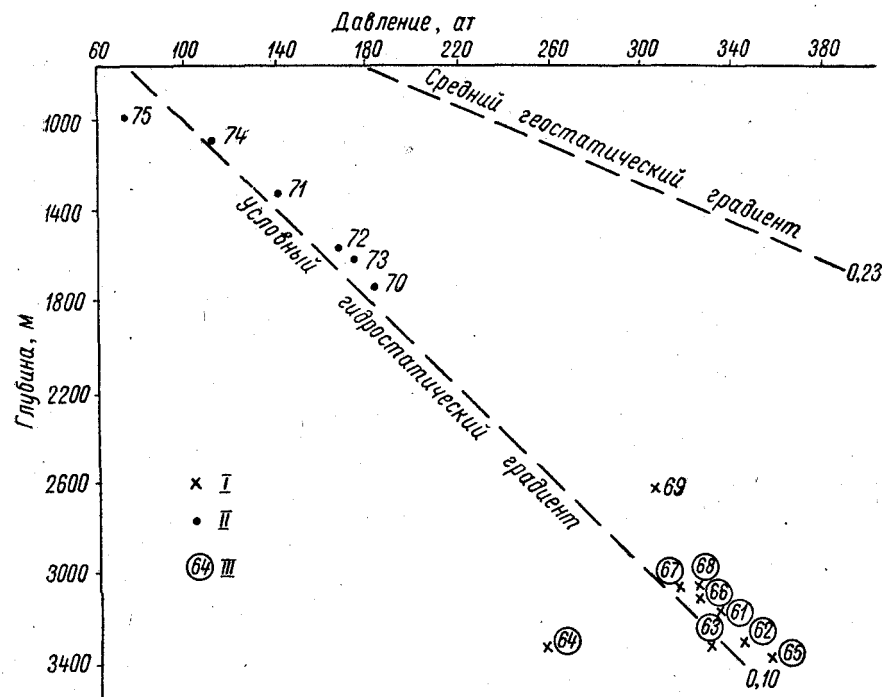


Рис. 5. Изменение начальных пластовых давлений с глубиной в нефтяных и газовых залежах нижних этажей месторождений платформенной части Предкавказья (по данным Тхостова, 1960, прил. 3, 4).

I — давления в залежах мезозойских отложений; II — то же, третичных отложений; III — давления, приведенные к водяному контакту.

Месторождения (продолжение нумерации рис. 4): 61—65 — Озек-Суат; 66—67 — Зимняя Ставка; 68 — Величаевка; 69 — Пасковейское; 70 — Каневское; 71—72 — Фрунзенское; 73 — Славянское; 74 — Расшеватское; 75 — Северо-Ставропольское.

1959], так и в Кавказской [Кириллова, 1961; Муратов, 1961; Николаев, Шульд, 1959; Табасаранский, 1960, Якушева, 1960] альпийских геосинклиналях *, в то время как для Русской платформы и для древней геосинклинали Урала (рис. 8) характерен «платформенный тип» (относительно мало дифференцированных и неинтенсивных)

* Для обеих этих геосинклиналей большим объемом геолого-геофизических материалов подтвержден вывод о том, что землетрясения являются показателями современных тектонических подвижек повышенной интенсивности и дифференцированности в недрах этих областей [Соллогуб, 1962].

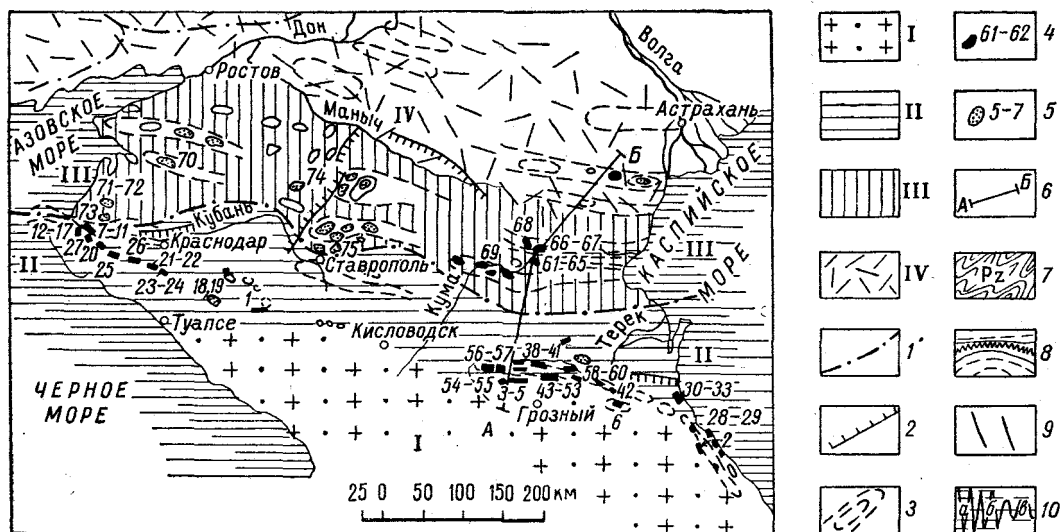
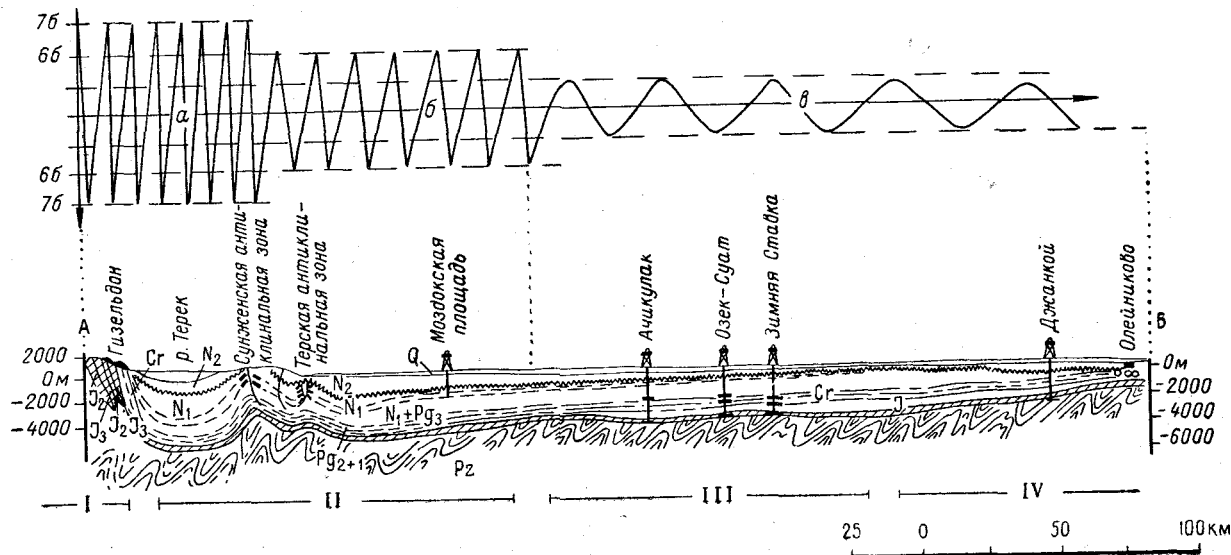
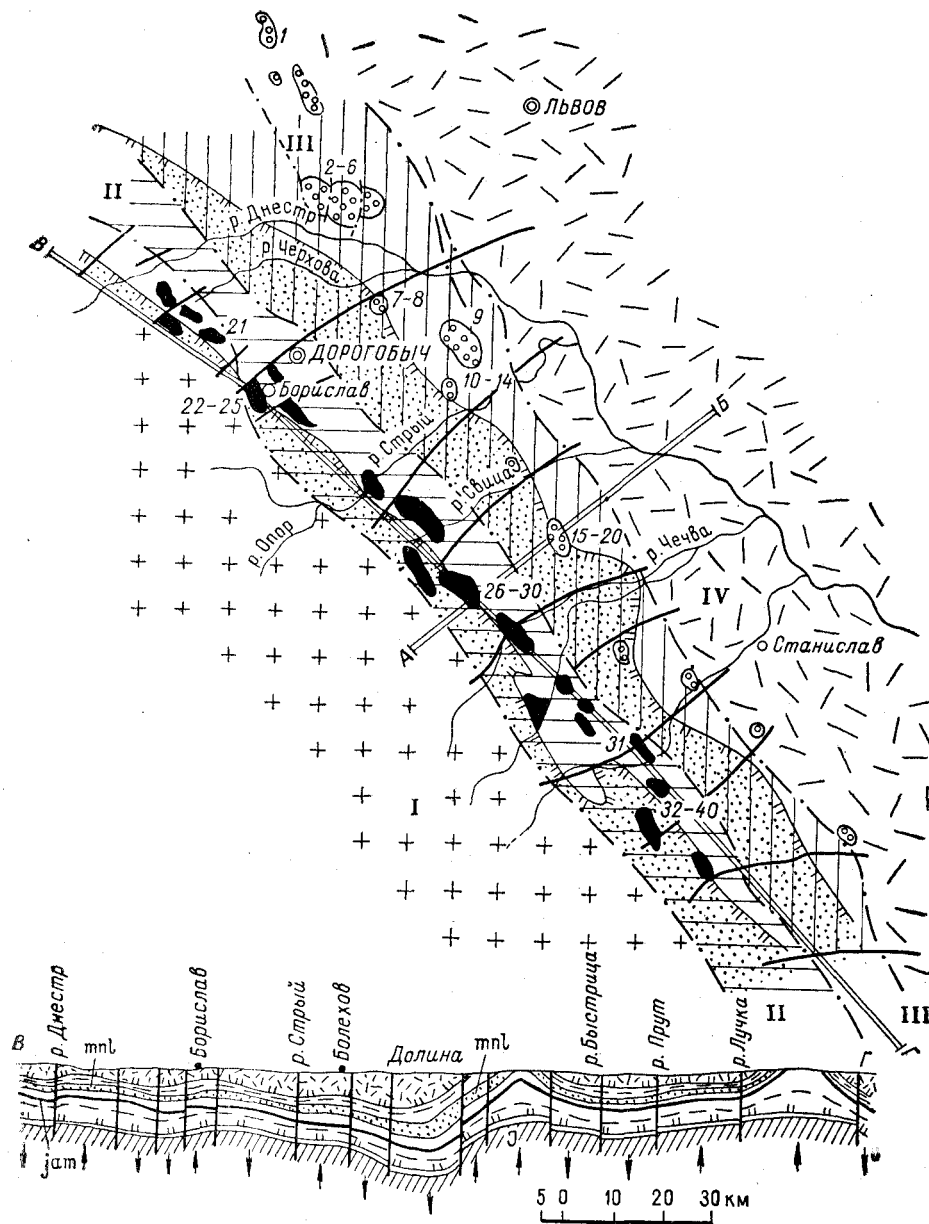


Рис. 6. Схема геотектонического положения нефтяных и газовых месторождений Предкавказья (по данным Брода, Польстер, Несмеянова, 1958, стр. 22, рис. 1; Еременко, Максимова, 1960, стр. 15, рис. 1; Николаева, Шульца, 1959).

I — центральная полоса горного Кавказа; II — геосинклинальная часть Предкавказского прогиба; III — платформенная часть Предкавказского прогиба; IV — южная окраина Русской платформы; 1 — осевая линия Предкавказского прогиба; 2 — разломы фундамента; 3 — антиклинальные зоны и поднятия; 4 и 5 — месторождения нефти и газа (цифры соответствуют месторождениям, указанным на рис. 4 и 5); 6 — линия профиля; 7 — палеозойский фундамент; 8 — стратиграфические несогласия; 9 — разломы осадочного чехла; 10 — характер сейсмичности геоструктур (а — семибалльная зона; б — шестibalльная зона; в — область низкой сейсмичности).

нейших, молодых и современных движений [Николаев, Шульц, 1959; Сетунская, 1961].

Разумеется, резко «разбросанный» характер регионального состояния начального пластового давления в альпийской геосинклинали



по сравнению с платформой в какой-то мере определяется более частым проявлением в геосинклинали так называемых избыточных давлений, т. е. по существу не приведенных к водяному контакту пластовых давлений при большой высоте нефтяных или газовых залежей. Однако тот факт, что приведенные давления нефтяных залежей, а также давления чисто водяных залежей в геосинклинали все же сохраняют заметный «разброс» (см. рис. 3, 4), в то время как на платформе они близки к норме (см. рис. 2), говорит о существовании других геологических причин, определяющих это явление.

«Разбросанные» значения начального пластового давления оказываются свойственными преимущественно всякого рода ограниченными (литологически, тектонически и т. д.) залежам как в Предкавказском — Баракаевское и другие месторождения [Шарданов, 1960], так и в Предкарпатском — месторождение Битков и другие [Доленко, 1960] — прогибах. Эти залежи часто обладают ярко выраженным

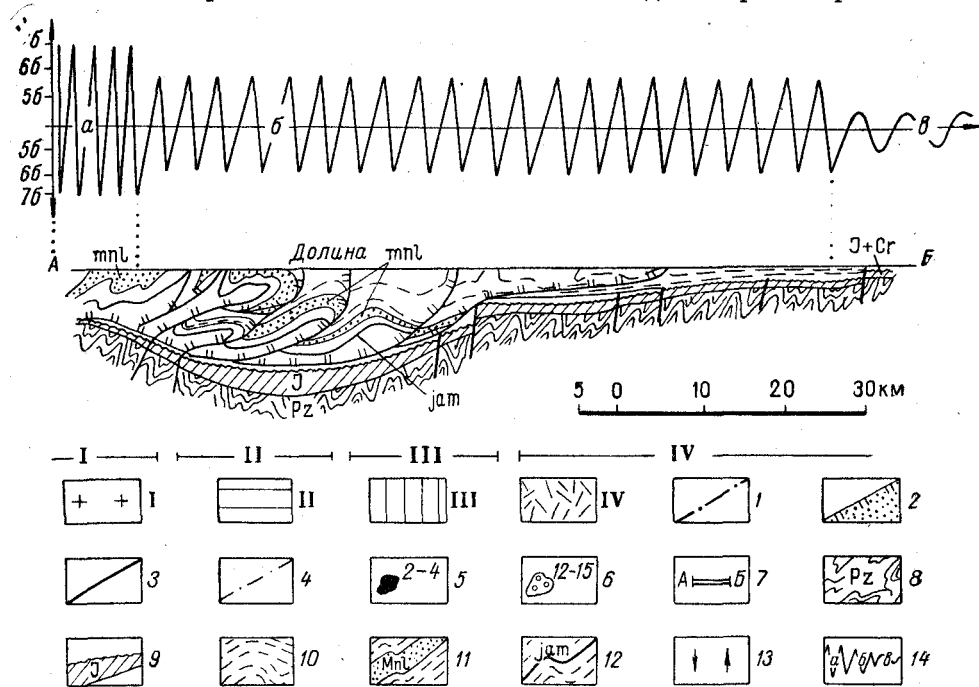


Рис. 7. Схема геотектонического положения нефтяных и газовых месторождений Предкарпатского передового прогиба (по данным Доленко, 1960, стр. 16, 17, рис. 1, 2; Николаева, Шульца, 1959).

I — скибовая зона Карпат; II — внутренняя (геосинклиальная) зона прогиба; III — внешняя (платформенная) зона прогиба; IV — юго-западная окраина Русской платформы; 1 — продольные глубинные разломы; 2 — площади надвиговых перекрытий; 3 — поперечные разломы; 4 — прочие дизъюнктивы; 5 и 6 — месторождения нефтяные и газовые (цифры соответствуют месторождениям, указанным на рис. 3); 7 — линии профилей; 8 — палеозойский фундамент; 9 — мезозойский (в основном юрский) структурный этап; 10 — кайнозойский структурный этап; 11 — менилитовая серия; 12 — ямненская серия; 13 — направления блоковых перемещений; 14 — характер сейсмичности геоструктур (а — семибалльная зона, б — шестибалльная зона, в — область низкой сейсмичности).

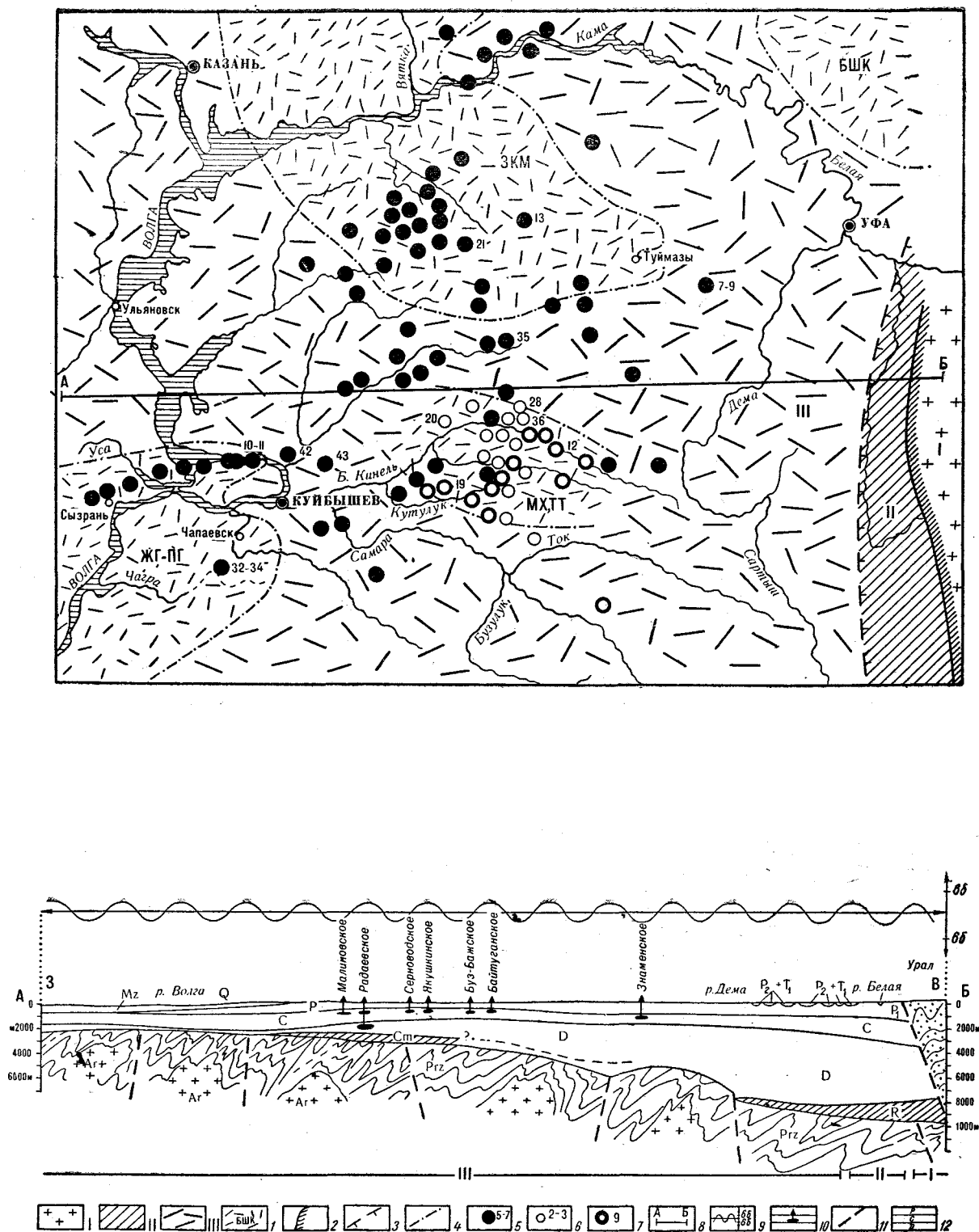


Рис. 8. Схема геотектонического положения нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений на Русской платформе в Волго-Уральской области (по данным Еременко, Максимова, 1960, стр. 17, рис. 2; Наливкина и др., 1956; Николаева, Шульца, 1959; и др.).

I — складчатый Урал; II — Предуральский прогиб; III — восточная окраина Русской платформы; 1 — своды и выступы (БШК — Башкирский, ЗКМ — Закамский, МХ — Мухановский, ТТ — Татарский, ЖГ-ПГ — Жигулевско-Пугачевский); 2 — граница складчатого Урала; 3 — граница Предуральского прогиба; 4 — контуры поднятий фундамента; 5, 6 и 7 — месторождения нефтяные, газовые и нефтегазовые (цифры соответствуют месторождениям, указанным на рис. 2); 8 — линия профиля; 9 — характер сейсмичности геоструктур (не было отмечено землетрясений в шесть и более баллов); 10 — нефтяные залежи в плоскости профиля; 11 — разломы; 12 — стратиграфическое подразделение платформенного чехла.

замкнуто-упругим режимом, т. е. они изолированы от региональных гидродинамических систем. Поэтому «разбросанные», в том числе аномально высокие пластовые давления в этих залежах нельзя объяснять обычным предположением о гидродинамических связях их с разными по альтитудам поверхностными очагами питания артезианских вод *.

Итак, можно констатировать пространственное совпадение в пределах альпийских подвижных зон наиболее интенсивных проявлений неотектогенеза и «разбросанных», резко скачкообразно изменяющихся от места к месту начальных пластовых давлений глубинных флюидных залежей, обладающих часто замкнуто-упругим режимом и не имеющих, таким образом, существенных связей с какими-либо артезианскими системами. АВПД в альпийской зоне является, следовательно, частным случаем сильного отклонения от нормы пластового давления.

* «Разбросанные», в том числе и аномально высокие пластовые давления глубинных залежей в майкопских отложениях Предкавказья, не объясняются теперь артезианским «способом» даже последовательными сторонниками дальних артезианских связей глубинных горизонтов [Николаев, 1960].

Глава III

АВПД В АЛЬПИЙСКИХ ПОДВИЖНЫХ ЗОНАХ

Особенности месторождений с АВПД

Литологические и структурные особенности месторождений с АВПД выявляются при рассмотрении серии геологических разрезов этих месторождений (рис. 9—25).

Все без исключения месторождения, выделяющиеся по развитию АВПД, сложены в основном, а иногда и целиком (на вскрытых диапазонах глубин) мощными толщами весьма непроницаемых для флюидов пород. Внутри этих толщ и под их подошвой заключено подавляющее большинство проявлений АВПД. Можно выделить четыре типа таких толщ.

1. Глинистые свиты с линзовидными и иными песчаными прослоями: менилитовая серия Предкарпатья [Доленко, 1961], майкопская свита Предкавказья [Меркулов, Янкевич, 1961; Тхостов, 1960]; миоцено-плиоценовые отложения Апшерона [Белов, 1961; Дурмишьян, 1961], Кобыстана, Прикуринской низменности и района Кировобада [Белов и др., 1961]; апшеронские, акчагыльские и красноцветные отложения Челекена [Тхостов, 1960]; третичные отложения Ферганы и Таджикской депрессии; третичные и четвертичные отложения месторождений Западного Пакистана [Keep, Ward, 1934; Pinfold, 1954; Thomeer, Bottema, 1961], Бирмы [Tainsh, 1950], Новой Гвинеи [Thomeer, Bottema, 1961], Камчатки — Богачевская площадь — [Белова, Васильев, Власов и др., 1961]; Калифорнии [Watts, 1948], Техаса и Луизианы в США [Dickinson, 1953], Венесуэлы [Funkhouser, Sass, Hedberg, 1948], Тринидада [Suter, 1951]; толща мелового возраста района Скалистых гор [Rube, Hubbert, 1959].

2. Галогенные серии третичного возраста на месторождениях Ирака [Cooke, 1955], Южного Ирана [Lane, 1949], Северного Ирана [Mostofi, Gansser, 1957]; то же, юрского возраста на Баракаевском месторождении Западного Предкавказья [Шарданов, 1960] и в других местах.

3. Туфогенно-осадочные толщи третичного и триасового возраста на месторождении Тупонгато в Аргентине (рис. 9).

4. Карбонатно-сульфатные отложения (кепрок) над соляными куполами Техаса и Луизианы, США (рис. 10 а).

Под этими толщами-покрышками на ряде месторождений вскрыты насыщенные флюидами протяженные резервуары-коллекторы: а) трещиноватые известняки асмери в Южном Иране (рис. 11, 12), их аналоги в Северном Иране (рис. 13), трещиноватые известняки верхнего

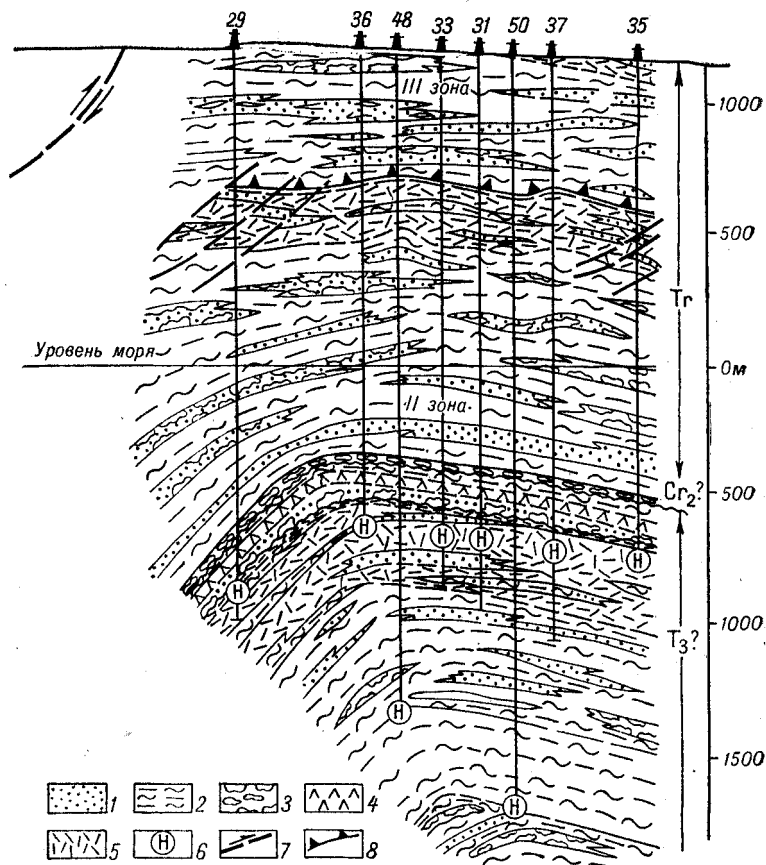


Рис. 9. Геологический разрез нефтяного месторождения Тупонгато, Аргентина (по данным Baldwin, 1944, стр. 1474, фиг. 8).

1 — пески и песчаники; 2 — глинистые сланцы; 3 — конгломераты; 4 — ангидриты; 5 — вулканические туфы; 6 — притоки нефти в скважины; 7 — разломы и направления блоковых перемещений; 8 — границы зон (II зона — перемежающиеся глинистые и туфогенные толщ триасового и третичного возраста; III зона — толща глин, песчаников, конгломератов и туфитов в верхах разреза).

АВПД во II зоне связано с нефтяными малодебитными залежами в триасовой туфовой толще, а также встречается и в других частях разреза II зоны, особенно возрастая к низам ее. Все флюидные скопления с АВПД проявляют яркие признаки замкнуто-упругого режима, располагаясь в большинстве в трещинных полостях туфовых толщ. АВПД на глубине 2559 м превышает 400 ат. Характерен «разброс» величин АВПД по структуре и в глубину.

мела в Восточном Предкавказье (рис. 14) и на Тринидаде (рис. 15), трещиноватые известняки эоцена месторождения Кхаур в Западном Пакистане (рис. 16); б) протяженные песчанниковые резервуары средней юры на Баракаевском месторождении (рис. 17) и «свиты перерыва» на месторождении Карадаг (рис. 18), песчаники швизитоз на месторождении Янангьяунг (рис. 19) и т. д.

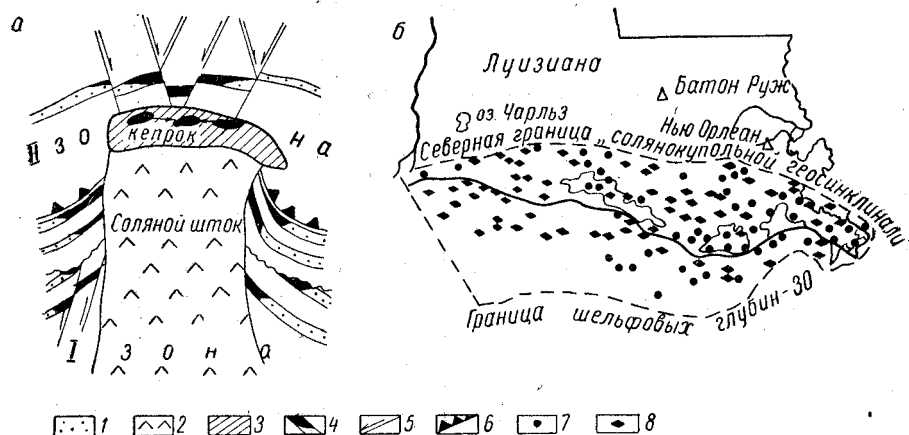


Рис. 10. Обобщенный типовой разрез солянокупольного нефтяного месторождения на побережье Мексиканского залива в Техасе и Луизиане, США (по данным Levorsen, 1956, стр. 276, фиг. 7—26) — а; распределение основных солянокупольных нефтяных и газовых месторождений в прибрежной полосе Мексиканского залива в Луизиане, США на 1 января 1956 г. (по данным Atwater, 1956, стр. 2626, фиг. 1) — б.

1 — песчаники; 2 — соль; 3 — породы кепрока; 4 — нефтяные скопления; 5 — направления блоковых перемещений по разломам; 6 — границы зон; 7 — месторождения, связанные с соляными штоками, протыкающими миоцен-плиоценовую толщу; 8 — месторождения, связанные с глубоко залегающими штоками. (I зона месторождений, возможно, представлена глубоко залегающими газоконденсатными и нефтяными скоплениями в протяженных резервуарах, прорванных соляными штоками; II зона — замкнуто-упругие нефтеводоносные скопления внутри кепрока и в тектонических блоках над ним).

АВПД характерно для замкнутых нефтеводоносных скоплений в кепроке и тектонических блоках над соляными штоками, а также для глубоких газоконденсатных и других скоплений.

Песчанистые, проницаемые для бокового движения воды толщ бывают иногда развиты в той или иной мере и над толщами-покрышками, в верхних частях месторождений, например, песчаники верхнего фарса на южноиракских месторождениях (см. рис. 11), песчаники окминтаунг и другие на месторождениях Бирмы (см. рис. 19), верхние песчанниковые толщ месторождений Техаса и Луизианы, США (рис. 20), чокрак-караганские и более молодые отложения на месторождении Карабулак-Ачалуки в Восточном Предкавказье (см. рис. 14) и пр.

Распространенной структурой геосинклинальных месторождений с АВПД является крутая антиклиналь, осложненная разломами,

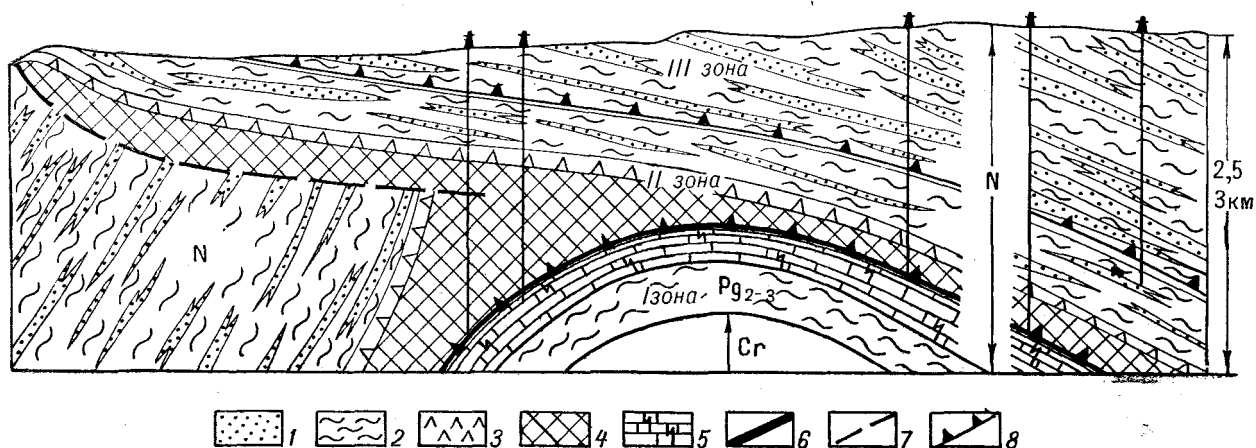


Рис. 11. Геологический разрез нефтяного месторождения Ага-Джари, Южный Иран (по данным Lane, 1949, стр. 57, фиг. 2; Бакирова, 1957).

1 — песчаники; 2 — пестроцветные мергели, глинистые сланцы, глины; 3 — ангидриты; 4 — галогенная толща низов нижнего фарса (миоцен); 5 — трещиноватые известняки асмари (верхний олигоцен + нижний миоцен); 6 — соляная покрывка; 7 — разломы; 8 — границы зон (I зона — трещиноватые известняки асмари; II зона — галогенная и мергельно-глинистая толщи нижнего и среднего фарса; III зона — мергельно-песчаниковая толща верхнего фарса).

АВПД в I зоне связано с крупной нефтяной залежью большой высоты и имеет равномерный градиент избыточного давления (см. рис. 33), а во II зоне оно приурочено к мелким преимущественно водяным и газовым скоплениям и имеет колеблющийся градиент, интенсивно нарастающий с глубиной (см. табл. 1 и 2),

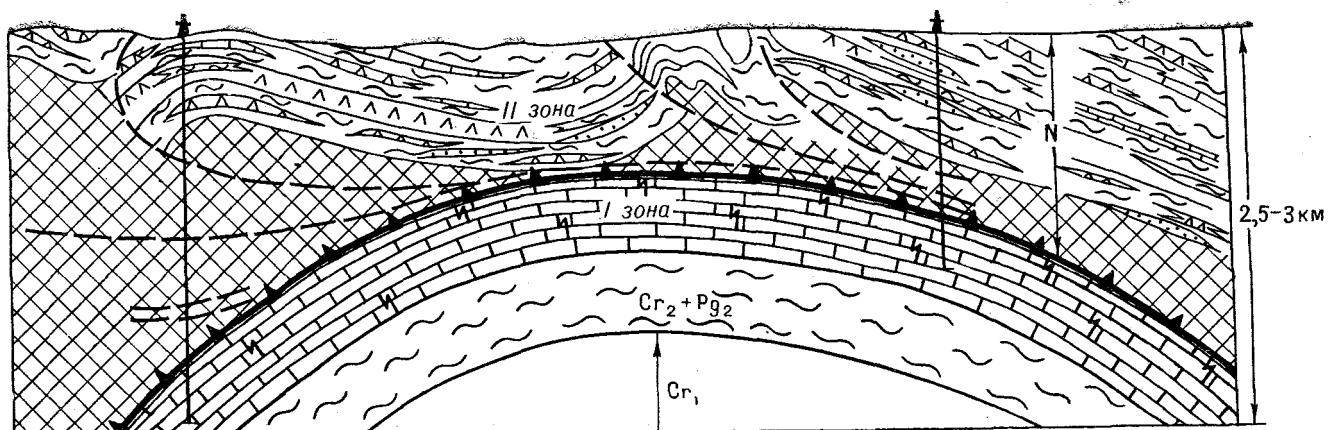


Рис. 12. Геологический разрез нефтяного месторождения Гач-Саран, Южный Иран (по данным Lane, 1949, стр. 58, фиг. 3; Бакирова, 1957). Условные обозначения и характеристику АВПД по зонам см. на рис. 11.

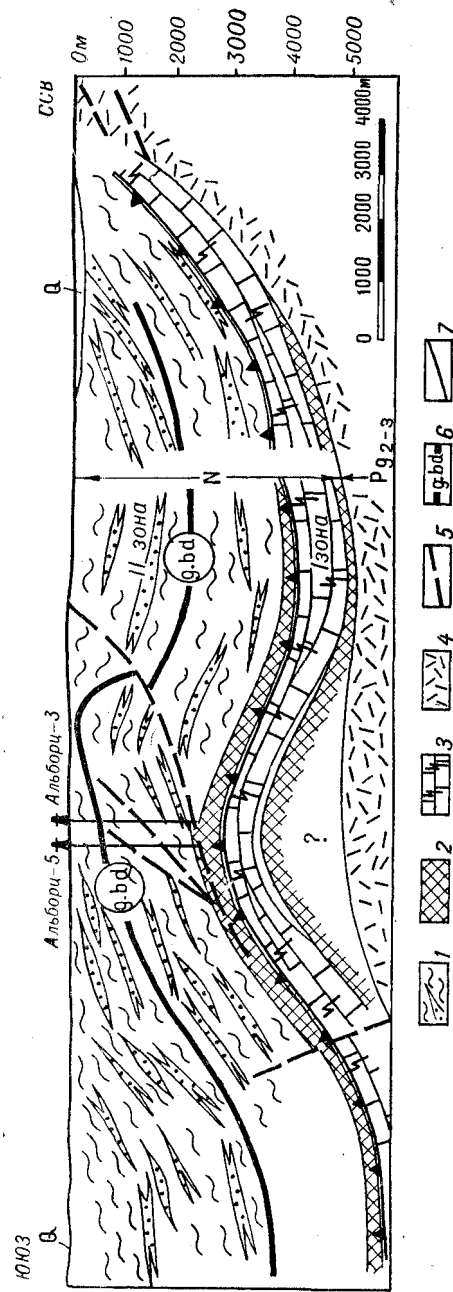


Рис. 13. Геологический разрез нефтяного месторождения Кум (Альборц), Северный Иран (по данным Mostofi, Gansser, 1957, стр. 82, фиг. 5).

1 — песчанистые красноцветные отложения миоцен-плиоцена; 2 — галогенные толщи; 3 — трещиноватые известняки и мергели олигоцен-миоцена; 4 — преимущественно вулканогенные образования эоцен-олигодена; 5 — разломы; 6 — маркирующие горизонт зеленых морских отложений миоцена; 7 — граница зон (I зона — трещиноватые известняки и мергели олигоцен — миоцена; II зона — галогенный покров и песчано-глинистые отложения миоцен-плиоцена).

АВПД в I зоне связано с громадной нефтяной залежью (см. табл. 1), а во II зоне — с мелкими преимущественно водяными скоплениями.

например, на месторождениях Карабулак в Предкавказье (см. рис. 14), Карадаг на Апшероне (см. рис. 18), Вентура-Авеню в Калифорнии (рис. 24), Кхаур в Западном Пакистане (см. рис. 16). Иногда антиклиналь содержит грязевое диапировое «ядро», например, на месторождениях Гуягуяр и Форест на Тринидаде (см. рис. 15 и 22). Мно-

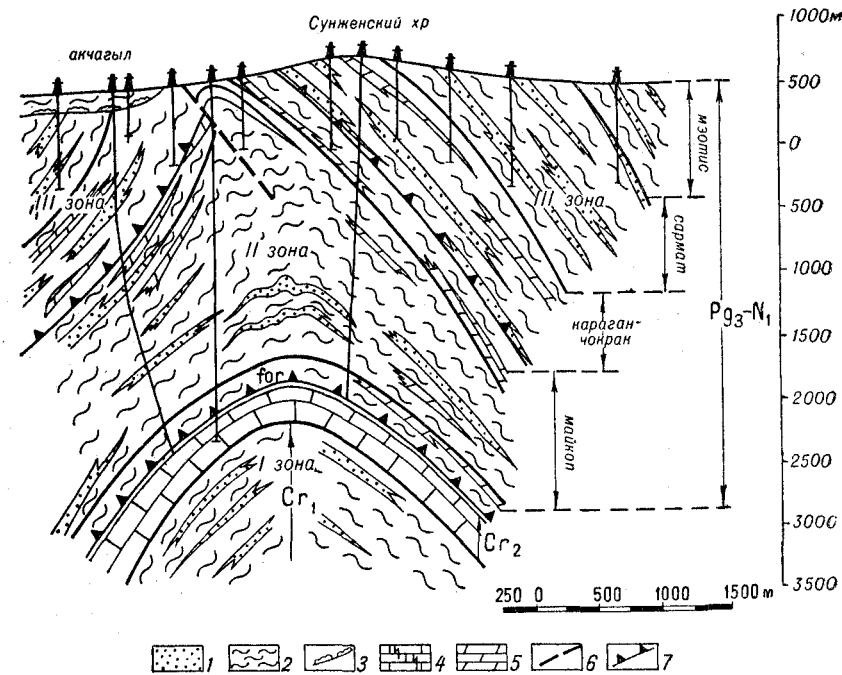


Рис. 14. Геологический разрез нефтяного месторождения Карабулак-Ачалуки, Восточное Предкавказье, СССР (по данным Тхостова, 1960, стр. 87, рис. 16).

1 — песчаники; 2 — глины; 3 — базальные конгломераты; 4 — трещиноватые известняки; 5 — мергели; 6 — разломы; 7 — границы зон (I зона — трещиноватые известняки верхнего и песчаные пласты нижнего мела; II зона — глинистые толщи майкопа и нижнего чокрака; III зона — чокрак-караганские и вышележащие отложения); for — фораминиферная свита.

АВПД в I зоне связано с крупным нефтяным скоплением, а во II зоне — с относительно мелкими линзовидными и прочими нефтяными и водяными залежами. В одном случае АВПД во II зоне по абсолютной величине значительно превышает АВПД I зоны (см. рис. 4 и табл. 2).

гие структуры разбиты на изолированные тектонические блоки (Вентура-Авеню и др.).

В Предкарпатском прогибе обычны брахиантиклинали, иногда опрокинутые и сильно перебитые нарушениями, например, месторождение Борислав [Доленко, 1964,] или Битков (рис. 23).

Сильно перебита разломами также и пликтивная структура Богачевской площади на Камчатке [Белова, Васильев, Власов и др., 1961], структура месторождения Челекен (рис. 24) и т. д.

В некоторых передовых прогибах и, по-видимому, на срединных массивах в геосинклиналях, структуры месторождений менее круты и напряжены, например, месторождения Ага-Джари и другие в Южном

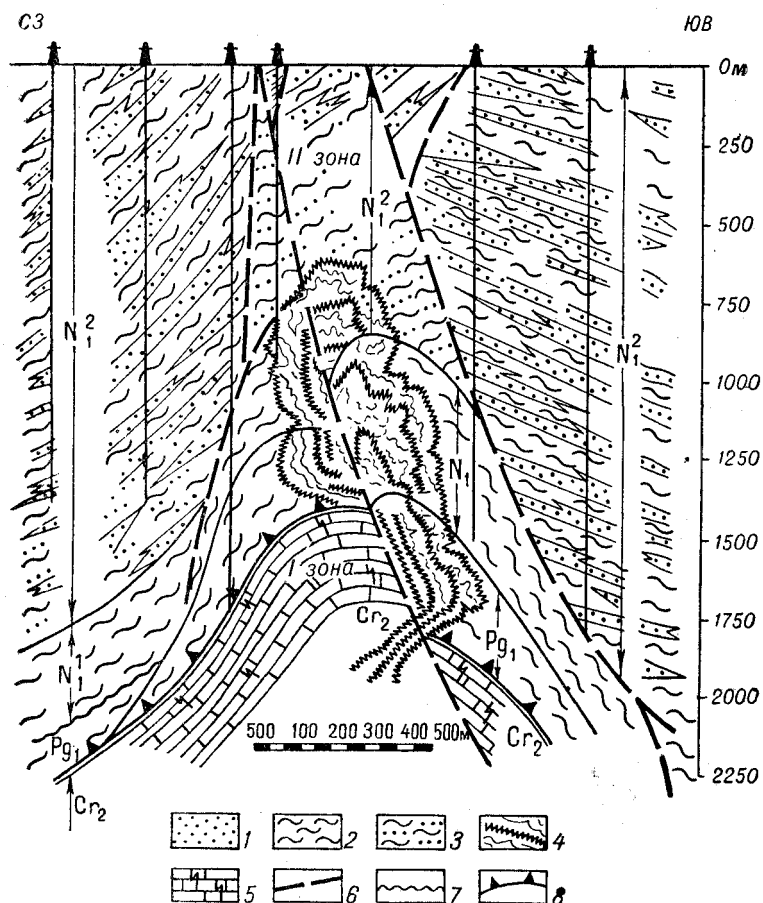


Рис. 15. Геологический разрез нефтяного месторождения Гуягуар, Тринидад (по данным Suter, 1951, стр. 295, фиг. 7).

1 — песчанники; 2 — глины и глинистые сланцы; 3 — силты; 4 — грязевулканические образования; 5 — трещиноватые известняки; 6 — разломы; 7 — стратиграфический перерыв; 8 — границы зон (I зона — трещиноватые известняки верхнего мела; II зона — глинистые толщи и грязевулканические образования третичного возраста).

АВПД во II зоне связано с линзовидными залежами нефти и воды и имеет наибольший градиент в низах зоны.

Иране (см. рис. 11, 12), Кум в Северном Иране (см. рис. 13), Анако в Венесуэле (рис. 25), Янангьяунг и другие в Бирме (см. рис. 19). Все они также нарушены дизъюнктивами обычно более пологими и более редкими, чем на крутых антиклиналях.

Глинистые и галогенные толщи, слагающие мощные покрывки, бывают смяты в складки пластического нагнетания [Белоусов, 1962], образуя криптодиapiroвые раздувы в ядрах структур, например, на месторождениях Карабулак-Ачалуки (см. рис. 14), Гач-Саран (см. рис. 12) и др.

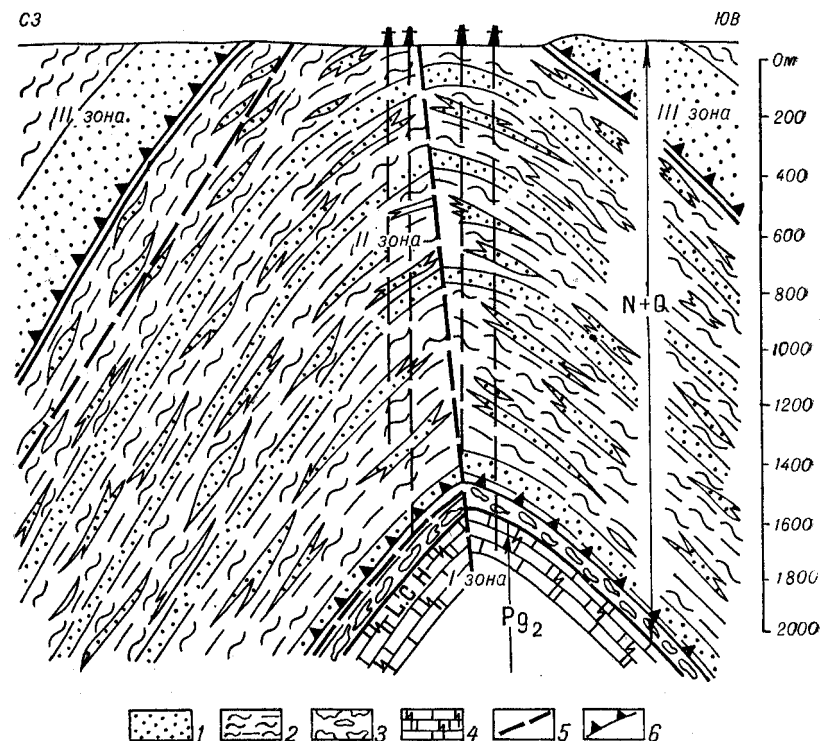


Рис. 16. Геологический разрез нефтяного месторождения Кхару, Западный Пакистан (по данным Pinfold, 1954, стр. 1658, фиг. 4; Keep, Ward, 1934).

1 — песчанники, алевролиты; 2 — глины и аргиллиты; 3 — конгломераты; 4 — трещиноватые известняки; 5 — разломы; 6 — границы зон; L.C.H. — горизонт нижний чхарат; N + Q — неоген-четвертичная пресноводная толща нимадрик; I зона — трещиноватые известняки эоцена; II зона — плотные алевролиты, глины и трещиноватые песчаники нимадрик; III зона, по-видимому, представлена песчаными толщами верхов разреза.

АВПД в I зоне связано с крупным нефтяным скоплением; а во II зоне — с водными и нефтяными относительно мелкими скоплениями в трещинных и иных замкнутых пространствах. С глубиной АВПД во II зоне приближается по величине к геостатическому давлению (см. рис. 29) и в I зоне намного превышает геостатическое давление (см. табл. 1).

Иногда встречаются пологие гомоклинали, перебитые сбросами, например, Баракаевское месторождение в Предкавказском прогибе (см. рис. 17). Колоссальную пологую гомоклинали (около 1000 км по простиранию) представляет собой структура нефтегазоносного бассейна Примексиканской краевой впадины. Эта структура пере-

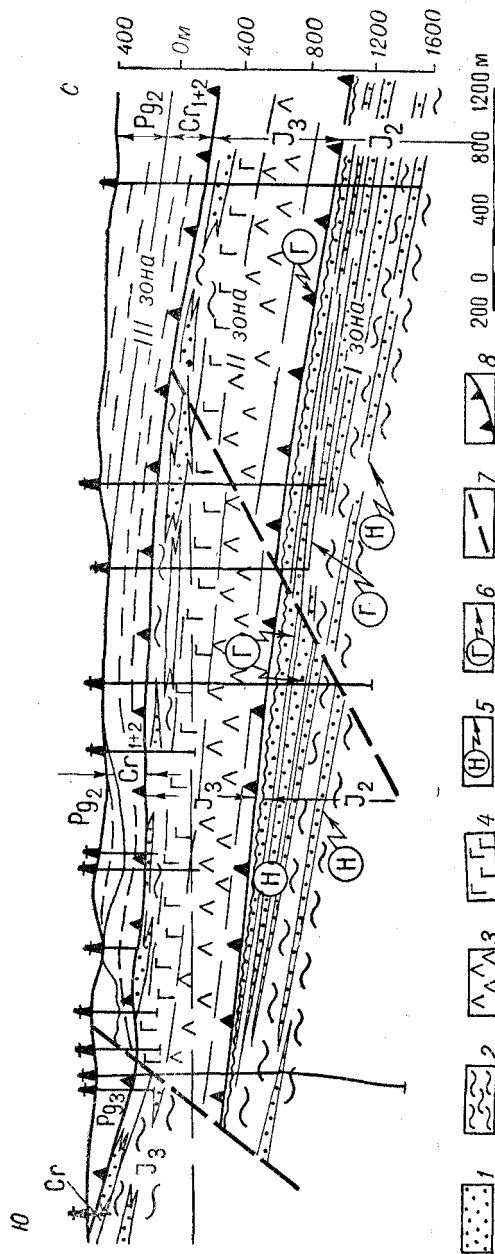


Рис. 17. Геологический разрез Баракаевского месторождения нефти и газа, Западное Предкавказье, СССР (по данным Шаранова, 1960, стр. 62, рис. 4).

1 — песчано-алевритовые породы; 2 — глины; 3 — алевриты; 4 — ангидрированная толща титона; 5 и 6 — залежи нефти и газа; 7 — газоконденсатная залежь; 8 — границы зон (I зона — протяженные песчаные резервуары средней юры; II зона — галогенные толщи верхней юры; III зона — отложения мела и эоцена).

АВПД в I зоне связано с нефтегазовыми скоплениями в протяженных резервуарах, стратиграфически и литологически экранированных вверх по восстановлению пластов.

бита пологими сбросами и прорвана многочисленными соляными куполами [Dickinson, 1953].

На некоторых антиклинальных структурах слагающие их глинистые толщи бывают, по-видимому, проницаемы для нисходящего

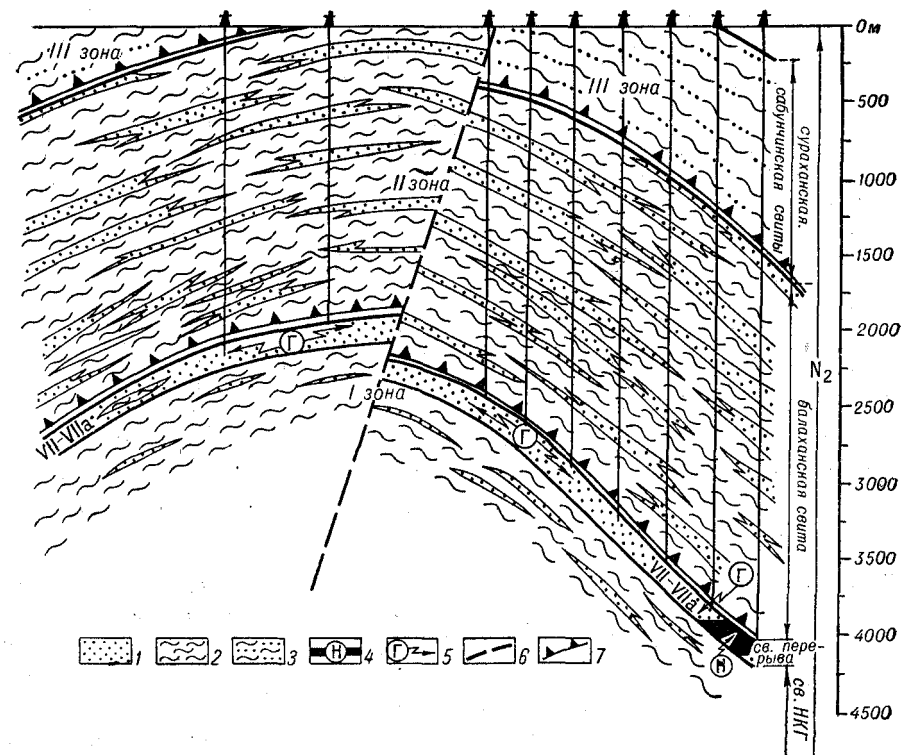


Рис. 18. Геологический разрез продуктивной части газоконденсатного месторождения Карадаг, Апшеронский п-ов, СССР (по данным Дурмишьяна, 1961, стр. 24, рис. 3; Белова и др., 1961, стр. 639—646).

1 — песчаники; 2 — глины и глинистые сланцы; 3 — алевриты; 4 — нефтяная оторочка; 5 — газоконденсатная залежь; 6 — разлом; 7 — границы зон (I зона — свита перерыва; II зона — балаханская свита; III зона — сураханская и сабунчинская свиты); VII—VIIa — горизонты (продуктивный пласт).

АВПД в I зоне связано с газоконденсатной залежью большой высоты и имеет равномерный градиент избыточного давления (см. рис. 32), а во II зоне оно характерно для газовых залежей балаханской свиты и для относительно мелких водяных и газоводяных скоплений и имеет колеблющийся градиент.

и для бокового движения воды на значительную глубину от земной поверхности. Примером, по-видимому, могут служить чокрак-караганские и более молодые отложения на месторождениях Восточного Предкавказья [Тхостов, 1960].

Таким образом, на обобщенной сводной структурно-литологической схеме всех привлеченных к рассмотрению месторождений выде-

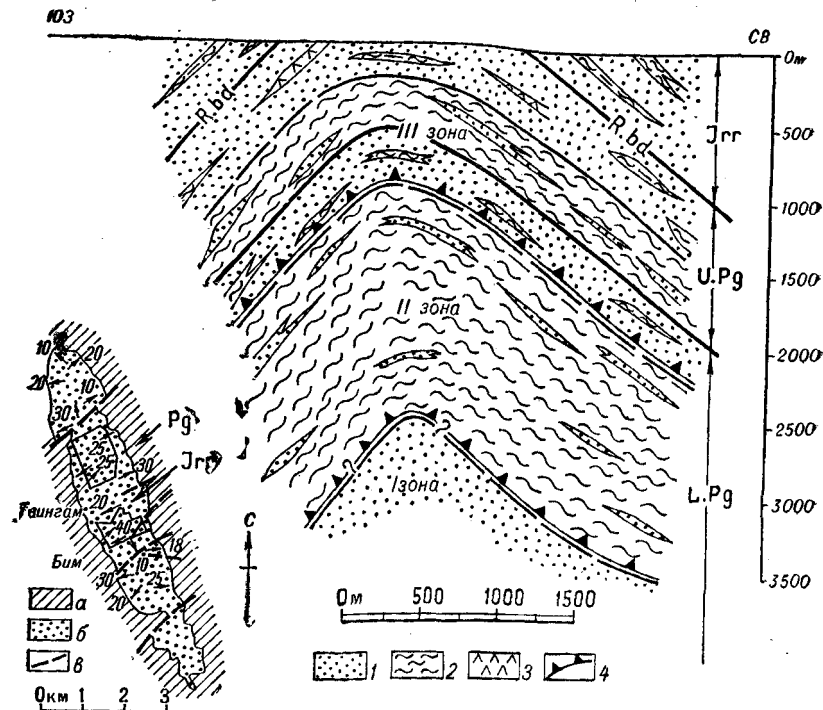


Рис. 19. Геологический разрез и план нефтяного месторождения Янангъяунг, Бирма (по данным Tainsh, 1950, стр. 846, фиг. 11, 12).

1 — песчаники и пески; 2 — глины; 3 — линзы ангидрита; 4 — границы зон; R. bd — маркирующий горизонт красноцветов; Jrr — система ирравади (верхний миоцен + плиоцен); U. Pg — верхняя часть системы пегу (нижний и средний миоцен); L. Pg — нижняя часть системы пегу (олигоцен); а — обнажения системы ирравади; б — обнажения системы пегу; е — разломы.

АВПД во II зоне связано с водными скоплениями и достигает величины геостатического давления (см. табл. 1 и рис. 32б).

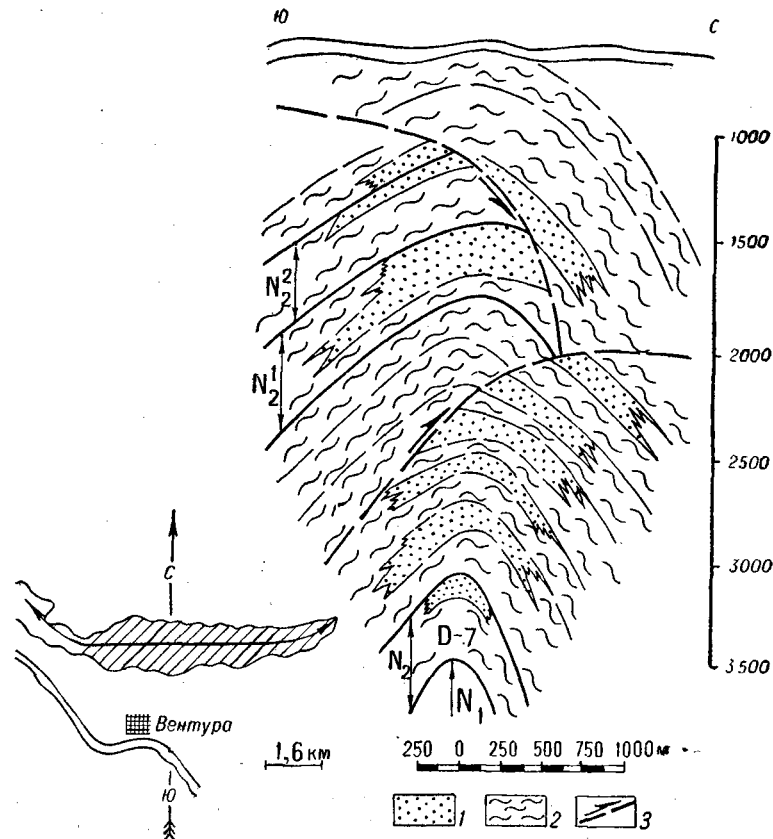
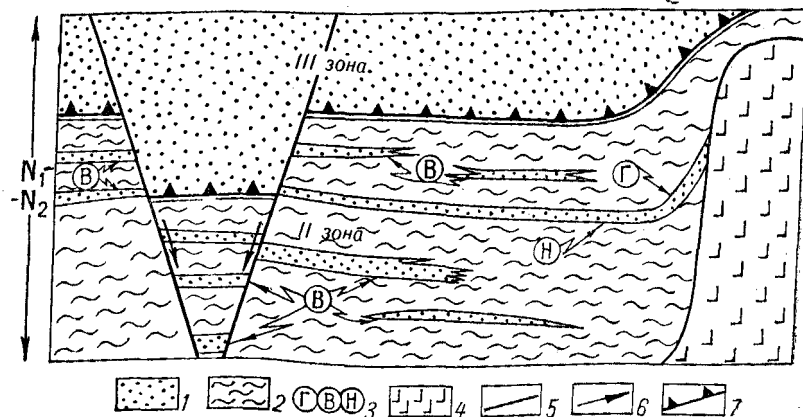


Рис. 21. Геологический разрез и план нефтяного месторождения Вентура-Авеню, Калифорния, США (по данным Хилла, 1959, стр. 127, рис. 7).

1 — песчаные коллекторы; 2 — глины и глинистые песчаники; 3 — разломы и направления блоковых перемещений; D-7 — зона с максимальным АВПД (Вскрытый разрез соответствует II зоне месторождения).

АВПД в нефтяных и водных скоплениях быстро нарастает с глубиной, приближаясь по величине к геостатическому давлению в зоне Д-7 (см. рис. 30).

Рис. 20. Геологическая схема-профиль типовых структур третичной толщи, содержащих водные и нефтегазовые залежи с АВПД на побережье Мексиканского залива в Техасе и Луизиане, США (по данным Levorsen, 1956, стр. 391, фиг. 9—8; Dickinson, 1953, стр. 423, фиг. 10).

1 — песчаники и пески; 2 — глины; 3 — газ, вода, нефть (в залежах); 4 — соляной шток; 5 — разломы; 6 — направления блоковых перемещений; 7 — границы зон (II зона — мощные глинистые толщи с «запечатанными» песчаниковыми резервуарами; III зона — «главная» песчаная серия).

АВПД во II зоне связано с замкнуто-упругими преимущественно водными и нефтяными скоплениями. Характерен резкий «разброс» величин АВПД от залежи к залежи как по вертикали, так и по горизонтали (см. рис. 28). Несмотря на этот разброс, градиент АВПД растет в глубину быстрее, чем средний геостатический градиент (см. рис. 29 и 31).

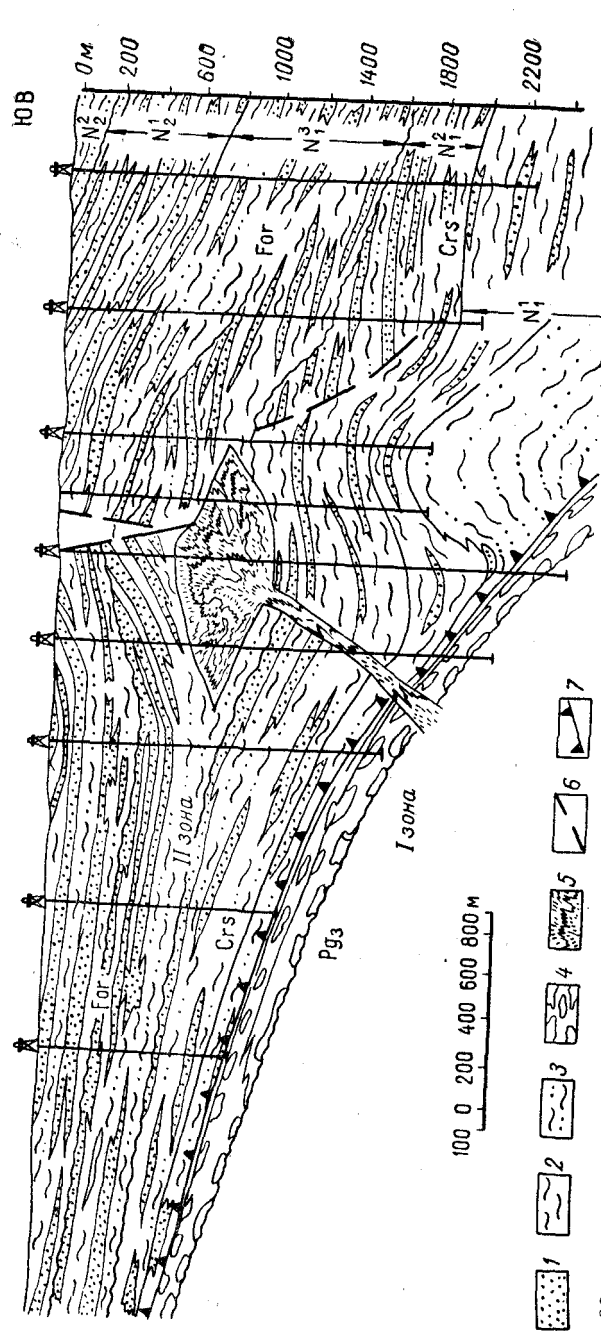


Рис. 22. Геологический разрез нефтяного месторождения Форест, Тринидад (по данным Suter, 1951, стр. 291, фиг. 5). 1 — песчаники и пески; 2 — глины; 3 — слиты; 4 — ватунные конгломераты; 5 — гризевулканитские образования; 6 — разломы; 7 — граница зон; Crs — формация крузе; For — формация форест. (I зона представлена ватунными конгломератами олигоцена; II зона — глинистыми толщами и гризевулканитскими образованиями миоцен — палеоцена). АВПД во II зоне связано с замкнуто-упругими нефтесодержащими скоплениями и имеет наибольший градиент в низах формации крузе (см. табл. 2). Часто АВПД газа и жидкостей встречается в гризевулканитских образованиях.

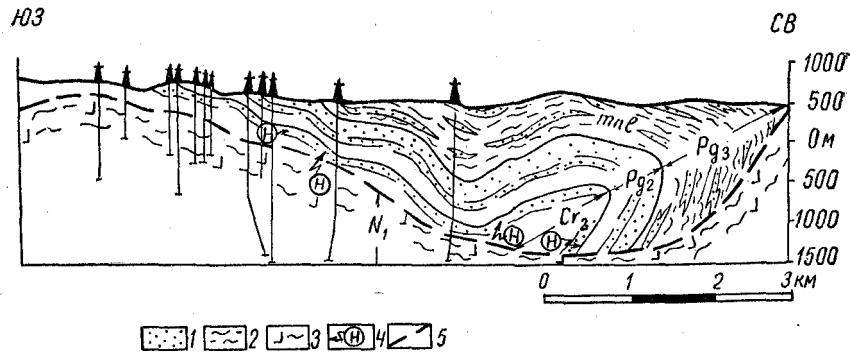


Рис. 23. Геологический разрез нефтяного месторождения Битков, Предкарпатье, СССР (по данным Михайлюка и др., 1961, стр. 17, рис. А).

1 — песчаники; 2 — глины; 3 — соленосные глины; 4 — нефтяные скопления; 5 — линия надвига; mnl — менилитовая серия. (Разрез соответствует II зоне месторождения; по-видимому, I зона представлена газосодержащими резервуарами поднадвига).

АВПД во II зоне связано с нефтяными, газонефтяными и водяными скоплениями, а в I зоне АВПД отмечено как в своде, так и на предполагаемом водяном контакте газонефтяной залежи большой высоты. АВПД нарастает с глубиной при незначительных колебаниях (см. рис. 3).

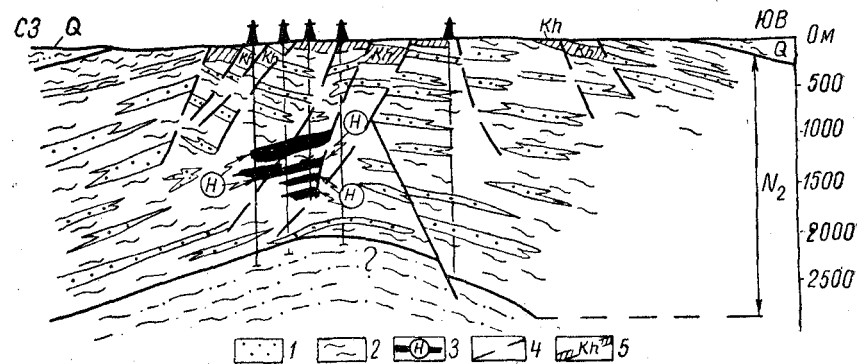


Рис. 24. Геологический разрез нефтяного месторождения Челекен (участок Дагаджик), Западная Туркмения, СССР (по данным Борисова и др., 1960, стр. 139, рис. 37).

1 — пески и песчаники; 2 — глины; 3 — нефтенасыщенные интервалы разреза; 4 — разломы; 5 — куртепинский горизонт. (Вскрытый разрез соответствует II зоне месторождения).

АВПД связано с нефтяными, газонефтяными и водяными замкнуто-упругими скоплениями в песчаных резервуарах, «запечатанных» среди глин, и имеет характерный колеблющийся градиент, нарастающий с глубиной (см. рис. 29).

ляются три зоны (рис. 26 и 27): I — нижняя зона (трещиноватые известняки, песчаники), являющаяся всегда гигантским коллектором флюидов; II — средняя зона (глины, галогенные породы и пр.) —

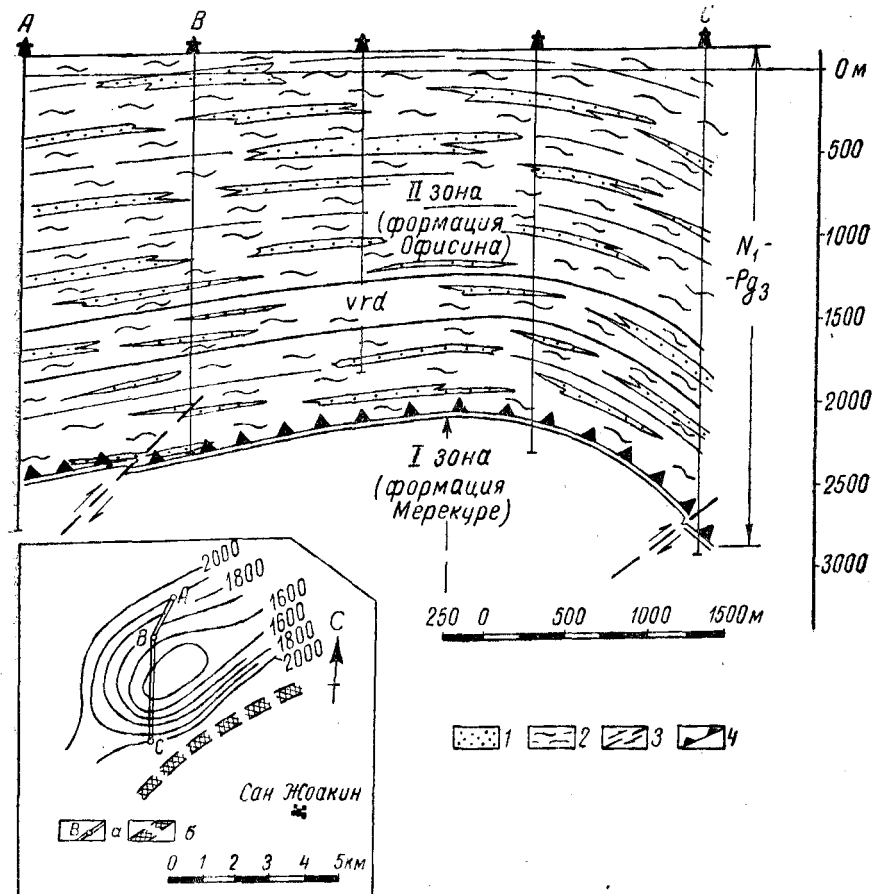


Рис. 25. Геологический разрез и план месторождения нефти и газа Сан-Жоакин (северный купол), район Анако, Венесуэла (по данным Funkhouser, Sass, Hedberg, 1948, стр. 1876—1878, фиг. 8, 9).

1 — песчаники; 2 — глины; 3 — разломы; 4 — граница зон; Vrd — серия верде (изогипсы на плане проведены по подошве этой серии); а — линия разреза; б — зона регионального надвига. АВПД во II зоне месторождений района Анако связано с водонефтяными линзовидными залежами, часто имеющими небольшие газовые шапки, а в I зоне водяное давление крупных газоконденсатных скоплений обычно соответствует норме (см. рис. 34). Однако при бурении местами были отмечены мощные выбросы из верхов I зоны, свидетельствующие о наличии избыточных давлений.

главная по мощности и иногда единственная на вскрытых интервалах глубины, являющаяся мощнейшей толщ-покрышкой для нижней зоны. В ней, очевидно, невозможна сколько-нибудь значительная

боковая миграция флюидов; III — верхняя зона (песчаники, горизонты глин и пр.), несомненно доступная как для бокового, так и для нисходящего движения вод, нередко являющаяся нефтегазоносным этажом.

Все проявления АВПД приурочены к нижней и средней зонам; в верхней зоне они, как правило, отсутствуют.

Если внутри толщ-покрышки имеются протяженные нефтегазоносные горизонты, например, хорошо проницаемые толщ-региональ-

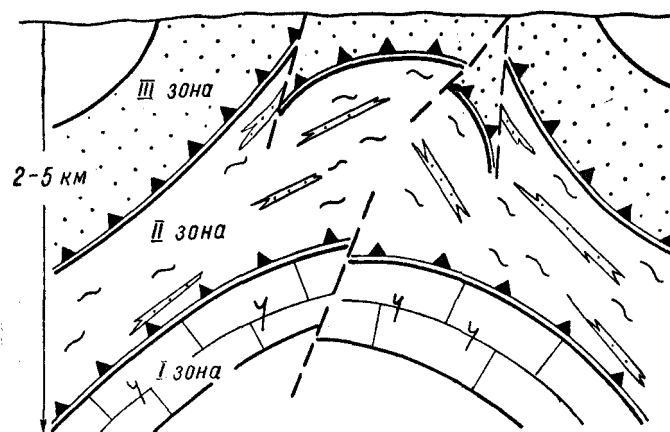


Рис. 26. Зональность месторождений нефти и газа с АВПД в альпийских подвижных районах (обобщенный разрез).

I зона (нижняя) — трещинные и гранулярные коллекторы (известняки, песчаники и пр.), содержащие крупные газовые и нефтяные залежи весьма большой высоты, обычно изолированные от региональных гидродинамических систем; II зона (средняя) — глинистые, галогенные и прочие мощные толщ-покрышки, заключающие в себе мелкие нефтеводоносные залежи «запечатанные» в локальных, гидродинамически изолированных ловушках; III зона (верхняя) — песчаники и прочие, вмещающие пластовые залежи флюидов обычно с водонапорным (артезианским) режимом эксплуатации. Треугольниками отмечены границы зон.

В структурах месторождений всюду встречены проявления неотектогенеза: современный рост структур, грязевой вулканизм, диапиризм и другие. Все проявления АВПД приурочены к залежам нижней и средней зон, а в залежах верхней зоны они, как правило, отсутствуют.

ного перерыва и т. п., то это, конечно, можно рассматривать как чередование нескольких толщ-покрышек и толщ-коллекторов. Однако практически для целей общего анализа АВПД различные структуры геосинклинальных месторождений в разбуренных диапазонах оказалось возможным считать состоящими или из трех зон (I, II, III) согласно схеме (см. рис. 26), или из двух верхних (II и III), или из двух нижних (I и II), или, наконец, лишь из одной средней зоны (II). Бурение на глубины 10—15 км в альпийских геосинклинальных областях, по-видимому, показывает, что глубинные этажи месторождений состоят из чередующихся мощных толщ-покрышек и толщ-коллекторов.

Характеристика залежей с АВПД

Для уяснения природы АВПД нужно различать среди залежей, обладающих АВПД в месторождениях альпийских подвижных зон, две группы: нефтеводоносные залежи * с признаками *замкнуто-упругого режима* средней зоны месторождений и нефтеводоносные

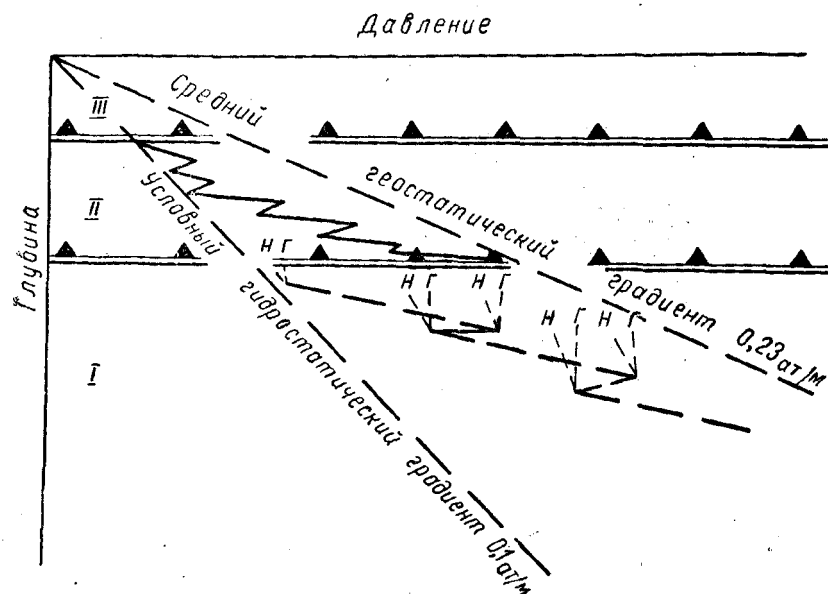


Рис. 27. Изменение АВПД с глубиной в месторождениях нефти и газа альпийских подвижных районов (принципиальная схема).

I, II, III — зоны месторождений (те же, что и на рис. 26). Треугольниками отмечены границы зон.

Ломаные линии отображают колебания (от залежи к залежи) градиента АВПД с глубиной в нижней и средней зонах месторождений. Несмотря на колебания, градиент АВПД в целом нарастает с глубиной и превышает средний геостатический градиент, что выражается на графике более пологим общим наклоном ломаных линий по сравнению с линией среднего геостатического градиента.

Пунктирные линии с буквами *н* и *г* обозначают градиенты избыточного давления по высоте нефтяных и газовых крупных залежей нижней зоны месторождений.

с признаками замкнуто-упругого режима и существенно газовые и газоконденсатные залежи нижней зоны месторождений.

Выявляются систематические различия между двумя группами залежей по морфологическим и литологическим характеристикам ловушек, по высоте залежей и по другим их параметрам.

* Могут содержать растворенный газ, а также небольшие объемы свободного газа.

Залежи средней структурно-литологической зоны месторождений заключены в мощных толщах глинистых пород, галогенных отложений и т. п. Распространеннейшим типом ловушек этих залежей являются линзовидные и иные выклинивающиеся прослои песчаников, «запечатанные» в глинистых и галогенных толщах: в СССР Предкарпатье [Доленко, 1961], Предкавказье [Тхостов, 1960; Шарданов, 1960] и Апшерон [Алиев, 1953], Западный Пакистан [Pinfold, 1954; Thomeer, Bottema, 1961], Бирма [Tainsh, 1950], СССР, Камчатка — Богачевская площадь — [Белова и др., 1961], Новая Гвинея [Thomeer, Bottema, 1961], Иран [Lane, 1949; Mostofi, Gansser, 1957], Венесуэла [Funkhouser, Sass, Hedberg, 1948], Тринидад [Suter, 1951], Техас и Луизиана — США — [Dickinson, 1953]. Песчаные выклинивающиеся тела могут протянуться на несколько километров, но обычно на несколько сот метров. Мощности тел всегда намного меньше их протяженности. Эти тела залегают как в сводах, так и на флангах антиклинальных и куполовидных структур месторождений. В гомоклинали Примексиканской краевой впадины они распределены в плане в виде полосы (35 × 700) миль вдоль побережья Мексиканского залива, а в разрезе в виде литологического «этажа», скользящего по стратиграфической шкале в соответствии с общей сменой фаций [Dickinson, 1953].

Как правило, при детальном изучении эти тела оказываются расчлененными и часто экранированными плоскостями тектонических нарушений, по которым части этих тел обычно бывают смещены относительно друг друга, особенно в районах развития соляной тектоники [Dickinson, 1953] или надвиговых дислокаций [Доленко, 1961].

Высота залежей, определяемая мощностями и структурным положением этих тел, может достигать нескольких сот метров, но обычно, по-видимому, не превышает нескольких десятков метров.

Другим, относительно мало охарактеризованным типом ловушек залежей средней зоны являются локальные участки трещиноватости, развитые в песчано-алевролитовых, галогенных или туфовых породах в связи с разломами обычно на сводах антиклинальных структур [Keep, Ward, 1934; Шерстнев, Салаев, 1954; Baldwin, 1944; Lane, 1949; Mostofi, Gansser, 1957] или в кепроке над соляными куполами [Авров, Буялов и др., 1935; Батулин, 1947; Lilley, 1928].

Четкий контроль флюидных скоплений с АВПД разломами, рассекающими толщи-покрышки (II зона), выявляется при детальной разведке на всех месторождениях, в частности на следующих: Чиншуй (о. Тайвань — КНР), Сериа (о. Борнео), Вентура-Авеню (Калифорния), Ла Бреа Париньяс (Перу), Тупонгато (Аргентина), в СССР Нефтяные Камни (Апшерон), Челекен и других.

Этот несомненно яркий факт, упускаемый из поля зрения многими теоретиками, на практике заставляет с собой считаться вплоть до того, что вся промысловая документация отражает прежде всего тектонические блоки (призмы и т. п.), ограниченные плоскостями разломов (Ла Бреа Париньяс, Нефтяные Камни и другие месторождения). Но ведь это и есть неопровержимое доказательство того, что

внутри толщ-коллекторов вертикальная миграция нефти и формирование ее скоплений с АВПД контролируются эпипанклинальными разломами!

Связь АВПД со скоплениями флюидов в зонах разломов отмечается и на месторождениях побережья Мексиканского залива, США, где такие скопления считаются особенно опасными и где поэтому приближение к зоне разлома выявляется непрерывным прослеживанием за сменой микрофауны при бурении [Kornfeld, 1954].

Все эти залежи содержат в основном жидкости (легкую нефть или воду); довольно редко отмечаются небольшие объемы свободного газа. По запасам флюидов залежи являются мелкими и небольшими.

Характерным признаком залежей средней зоны являются быстрые и яркие проявления свойственного им замкнуто-упругого режима, определяемого сравнительно небольшим упругим запасом того объема жидкостей (иногда с газом), который заключен в литологически (тектонически) ограниченную со всех сторон ловушку или в ограниченное трещинное пространство. При опробовании и эксплуатации таких залежей наблюдаются характерные взаимосвязанные явления: быстрый спад АВПД при отборе первых незначительных (по сравнению с общим запасом) порций флюидов, малые (в среднем) дебиты [Алиев, 1953; Baldwin, 1944; Dickinson, 1953; Suter, 1952; Tainsh, 1950; Thomeer, Bottema, 1961, и др.], очень слабое (лишь в первые моменты отбора жидкости) продвижение контурных вод [Доленко, 1961,] и т. д.

Замкнуто-упругий режим дренирования водяных и нефтяных залежей с АВПД средней зоны, развивающийся благодаря упругому расширению сжатого в ограниченном объеме флюида (и скелета резервуара), ярко проявляется как в тектонических блоках терригенных толщ, например, месторождения Вентура-Авеню в Калифорнии [Watts, 1948], так и в трещинных туфах, например, месторождение Тупонгато в Аргентине [Baldwin, 1944] и т. д. Общим для всех этих залежей является то, что заключенные в них скопления жидкостей под АВПД являются относительно изолированными со всех сторон в момент вскрытия и в процессе эксплуатации, что и выражается упомянутыми выше характерными признаками (быстрый спад АВПД, малоподвижность водяного контакта и др.).

Ни в одном из рассмотренных месторождений не может иметь места артезианский механизм питания водой залежей средней зоны и поддержания в них пластового давления, т.е. не могут существовать боковые потоки внутри галогенных или глинистых толщ от какой-то поверхностной области питания до «запечатанной» залежи. Поэтому самые разные авторы объясняют заполнение таких залежей в описываемых ими месторождениях вертикальной миграцией снизу [Новосилецкий, 1961; Pinfold, 1954; Tainsh, 1950; Thomeer, Bottema, 1961; и др.], выжиманием флюидов из окружающих глин [Калинко, 1960; Линецкий, 1955; Watts, 1948; и др.] и другими причинами, но никто, естественно, даже не строит предположений о возможности существования здесь прямого артезианского напора.

Залежи нижней структурно-литологической зоны находятся в песчаниках или в трещиноватых известняках под мощными толщами-покрышками. Они могут считаться по общим формальным признакам сводовыми, пластовыми и иногда массивными. Типовыми примерами могут служить нефтяные залежи в верхнемеловых известняках Восточного Предкавказья [Меркулов, Янкевич, 1961; Тхостов, 1960], известняках асмари Южного Ирана [Lane, 1949], олигоцен-миоценовых известняках Северного Ирана [Mostofi, Gansser, 1957], эоценовых известняках Западного Пакистана [Pinfold, 1954], а также газоконденсатные залежи в песчаных пластах «свиты перерыва» на Апшероне и в Кобыстане [Белов и др., 1961; Дурмишьян, 1961] и другие.

Эти залежи, в отличие от залежей средней зоны, имеют, как правило, громадные запасы флюидов и очень большую высоту (от водяного контакта до свода), превышающую иногда 1500 м, например, газоконденсатная залежь горизонтов VII—VIIa месторождения Карадаг [Дурмишьян, 1961].

Нефтеводяные залежи в трещинных коллекторах нижней зоны также характеризуются проявлениями замкнуто-упругого режима при их эксплуатации: интенсивным спадом пластового давления при непрерывном отборе жидкости; малой подвижностью контурных вод и пр. [Майдебор, 1962,].

Весьма яркие признаки «запечатанности» залежей нефти с АВПД в верхнемеловых трещиноватых известняках указываются для месторождений Карабулак-Ачалуки, Заманкул и Малгобек-Вознесенка в Восточном Предкавказье, СССР [Галямов, 1962; Меркулов, Янкевич, 1961].

Оказывается, что и колоссальные скопления нефти в трещиноватых известняках асмари (Южный Иран) во всех месторождениях имели начальное АВПД на водонефтяном контакте и в процессе разработки проявили связь лишь с локальными водными массивами, имеющими ограниченный водный баланс [Andersen, Baker, Raoofi, 1963], т.е. проявили признаки замкнуто-упругого режима.

Что касается газовых и газоконденсатных залежей с АВПД нижней зоны, то у нас почти нет данных, чтобы судить о степени их изолированности от региональных водонапорных систем. Возможно, что некоторые из них и имеют незатрудненную гидродинамическую связь с крупными массивами глубинных вод. Однако данные первых скважин, пробуренных в водяной части горизонтов VII—VIIa месторождения Карадаг за контуром газоконденсатной залежи с АВПД (имеющей нефтяную оторочку), «свидетельствуют о сравнительно слабом напоре краевых вод и малоподвижности водонефтяного контакта» [Дурмишьян, 1960, стр. 123], т.е. говорят о гидродинамической замкнутости этой залежи.

Выделяется тот факт, что АВПД бывает связано с флюидами, имеющими высокую общую внутреннюю энергию: сжатыми газами, газоконденсатами, легкими нефтями (обычно высоко насыщенными газом), горячими и перегретыми высоко минерализованными водами.

Обращает на себя внимание также и то обстоятельство, что в залежах с АВПД как нижней, так и средней зон распределение нефти, газа и воды иногда существенно отклоняется от строгой гравитационной дифференциации. Так, например, в трещиноватых известняках верхнего мела на месторождении Селли в Дагестане, СССР, по-видимому, «нефть, газ и вода залегают совместно. При этом нефть занимает трещины, а газ и вода поры» [Фенъев, 1958, стр. 62].

Отметим также, что в залежах с АВПД обычно наблюдаются самые «пестрые» соотношения в количествах нефти, газа и воды от чисто водяных до чисто нефтяных или газовых залежей, например, в третичной толще Примексиканской впадины, в майкопской свите Восточного Предкавказья, в толще фарса на месторождениях Ирана и т. д. Причем во многих случаях отмечается нераздифференцированное залегание флюидов. Так, например, в майкопе Восточного Предкавказья «распределение нефти, газа и воды не разграничено, они имеются всюду, но в рассеянном состоянии» [Николаев, 1960].

Очень типичное неравномерное распределение воды, нефти и газа по тектоническим блокам наблюдается на месторождении Вентура-Авеню в Калифорнии [Watts, 1948, стр. 191], на месторождении Ла Бреа Париньяс в Перу [Travis, 1953] и на многих других месторождениях с АВПД.

Многие геологи считают указанные соотношения флюидов признаками продолжающегося восходящего внедрения нефти и газа в водонасыщенные коллекторы.

Типичные черты АВПД

На больших глубинах (3,5—4 км и более), куда начинают все шире проникать глубокие и сверхглубокие скважины, АВПД во флюидных скоплениях встречается гораздо чаще, чем в хорошо разбуренном диапазоне коры глубиной до 3 км.

В глубоком нижнем этаже (I зона) отдельного месторождения АВПД гораздо шире распространено по площади, чем в толще-покрышке (II зона).

В общем абсолютная величина АВПД в глубоком (0—7 км) разрезе земной коры тем больше, чем глубже оно встречено, хотя на отдельных интервалах в верхней части этого разреза абсолютная величина АВПД в результате скачкообразных колебаний, определяемых геологическими условиями, может, по-видимому, с глубиной даже и уменьшаться.

Максимальная абсолютная величина АВПД, встреченного сверхглубокими скважинами в альпийских подвижных зонах, превышает 1000 ат. Так, например, в округе Вермилльон (Луизиана, США) на глубине 4920 м забойное давление составило 1035 ат [Мэй, 1963, стр. 7]; к югу от Пью-Орлеана (Луизиана, США) на глубине 6324 м АВПД составило около 1230 ат [Anonynous, 1957, стр. 82], что пока является самым большим пластовым давлением, встреченным в мировой практике нефтепромысла.

Углеводороды при таких пластовых давлениях представлены только газами и газоконденсатами; последние при сверхвысоких давлениях в глубоких залежах часто содержат (в газовой фазе) парафин и все тяжелые компоненты нефтей [Tharp, Bailey, 1956].

Типичные черты АВПД в месторождениях нефти и газа альпийских подвижных зон отражены на схеме (см. рис. 27), обобщающей фактические данные, представленные в серии графиков (рис. 28—34).

АВПД залежей средней структурно-литологической зоны (II зона) можно охарактеризовать следующим образом.

Широкий диапазон глубин проявления АВПД, определяемый в основном мощностью и степенью литологической однородности (проницаемости для флюидов) средней зоны. Минимальные глубины, на которых было встречено АВПД в этой зоне, составляют 130—150 м [Белова и др., 1961; Keep, Ward, 1934]; средние глубины, до которых было прослежено АВПД в этой зоне, составляют 1,5—2 км, а иногда и много глубже.

Наличие внутри средней зоны на многих месторождениях своеобразного колеблющегося по глубине литологического «порога», определяемого часто каким-либо непроницаемым горизонтом, начиная с которого резко увеличивается на площади месторождения и растет в глубину число проявлений АВПД [Funkhouser, Sass, Hedberg, 1948; Keep, Ward, 1934; Pinfold, 1954; Tainsh, 1950; и др.].

Подосва толщи-покрышки (средней зоны) является, в свою очередь, таким резко выраженным литологическим «порогом», под которым на больших площадях распространены высоконапорные флюидные скопления нижней зоны. В низах толщ-покрышек, как правило, наблюдается резкий прирост величины АВПД в локализованных здесь водяных и нефтегазовых залежах (например, в низах фарса на южноиранских месторождениях или в низах майкопа на месторождениях Восточного Предкавказья и т. д.), что резонно объясняется передачей избыточного давления из нижней зоны вместе с флюидом, проникающим в низы толщи-покрышки [Lane, 1949; Дурмишьян, 1961₂].

Незакономерное скачкообразное («зигзагообразное») изменение с глубиной по вертикали величин АВПД, наблюдаемое как по горизонтам месторождения, так и по стволу отдельной скважины. Эта черта АВПД является чрезвычайно характерной для данной структурно-литологической зоны и неизменно отмечается в описаниях соответствующих материалов по месторождениям. С увеличением глубины пластовое давление в каждой более глубокой залежи может оказаться намного большим или меньшим, чем в вышевстреченной залежи, может иметь любую произвольную промежуточную величину (рис. 28). Кривая глубина—пластовое давление, построенная по материалам отдельных месторождений и участков, нередко представлена характерной ломаной линией, напоминающей профиль «разнозубой пилы», например, по месторождению Челекен, СССР (рис. 29).

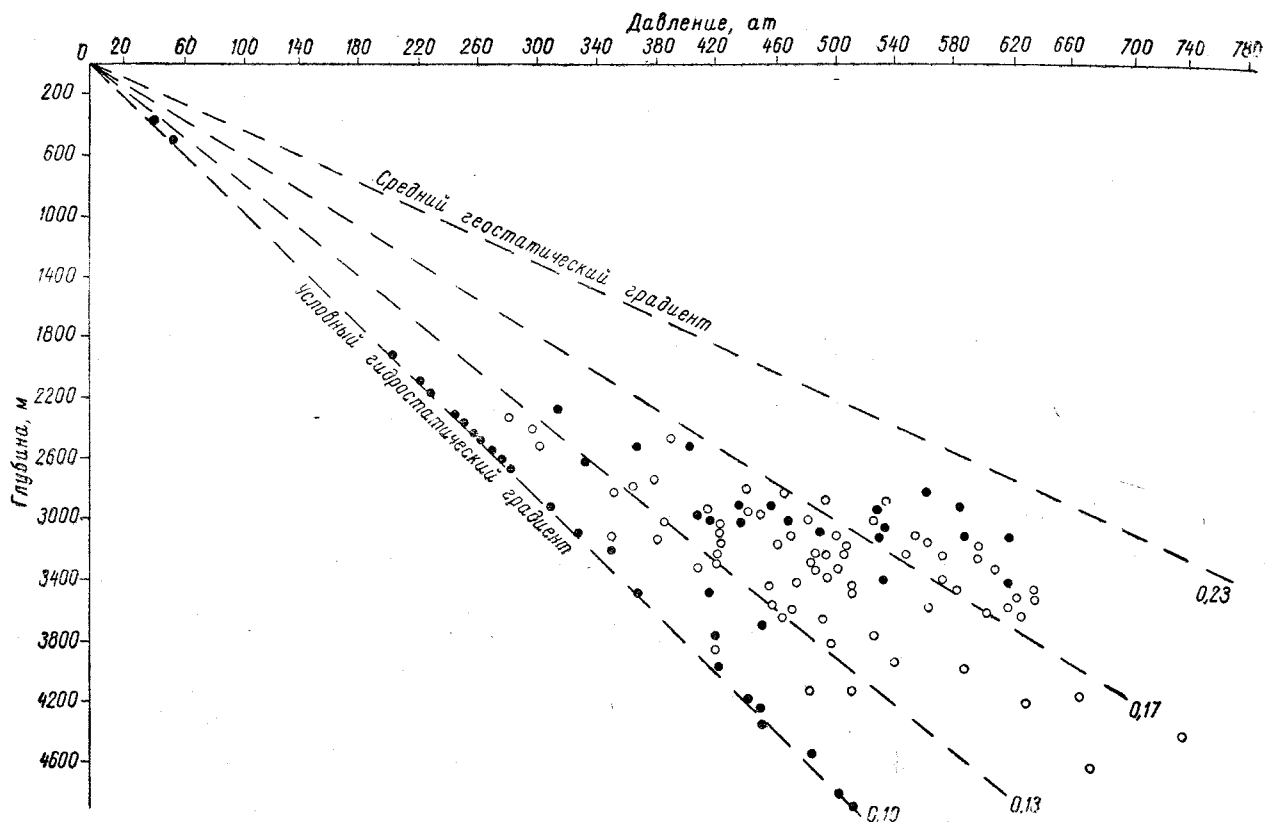


Рис. 28. Изменение АВПД с глубиной (преобладают водяные давления) в залежах II зоны месторождений на побережье Мексиканского залива в Луизиане, США (по данным Dickinson, 1953, стр. 414, фиг. 2).
Сплошными кружками обозначено замеренное давление, контурными — высчитанное.

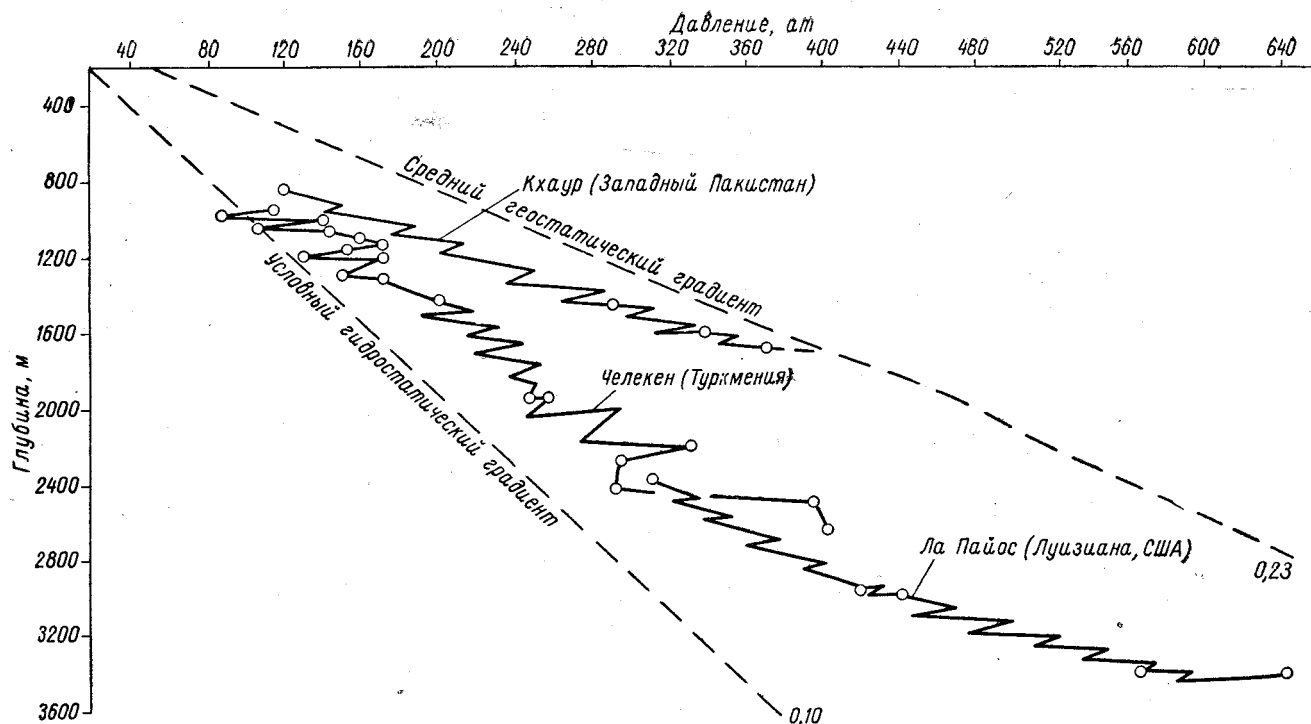


Рис. 29. Изменение АВПД с глубиной (от залежи к залежи) во II зоне месторождений (по данным Кеер, Ward, 1934; Dickinson, 1953; Тхостова, 1960; и др.).
Ломаные линии отображают колебания АВПД, наблюдаемые при бурении в виде чередующихся выбросов и поглощений утяжеленного бурового раствора, а также фиксируемые в виде характерного «разброса» величин по разрезу, при статических замерах пластовых давлений, среди которых преобладают водяные давления в мелких замкнуто-упругих нефтеводоносных залежах.

О «разбросе» величин пластового давления с глубиной в стволах отдельных скважин свидетельствуют также распространеннейшие на этих месторождениях явления чередующихся внезапных потерь (провалов) и выбросов утяжеленного бурового раствора в процессе проходки скважины, что очень осложняет бурение и постоянно обсуждается в литературе [Линевский, 1955; Тхостов, 1960; Cannon, Craze, 1938; Cannon, Sullins, 1946; Lane, 1949; Dickinson, 1953; Hubbert, Rubey, 1959; Pinfold, 1954; Thomeer, Bottema, 1961; и др.].

Так, например, при бурении в формации нижний фарс (средняя зона) на месторождениях Южного Ирана «разброс» величин АВПД по вертикали в мелких водяных залежах, пересекаемых стволом скважины, столь велик, что составляет главную трудность бурения, ибо «... давление в вышепроеденной залежи может оказаться более высоким, чем в ниже встреченной залежи, так что буровой раствор с удельным весом, рассчитанным на удержание АВПД в верхней залежи, поглощается нижней залежью из-за значительного перепада давлений между этими залежами» [Lane, 1949, стр. 57].

При подобных колебаниях АВПД с глубиной максимальные его значения иногда приближаются к величине геостатического давления и *превышают* ее, например, в Западном Пакистане, в Восточном Предкавказье, в Бирме, в Иране (табл. 1). Минимальные значения часто близки к норме гидростатического давления, и, по-видимому, бывают даже ниже нормы.

Однако в большинстве случаев несмотря на скачкообразные колебания, в целом все же наблюдается очень интенсивное общее нарастание градиента АВПД с глубиной. Градиент АВПД растет в глубину скорее, чем градиент геостатического давления, и поэтому усредненные линии изменения АВПД с глубиной на графике (см. рис. 29) наклонены более полого, чем линия среднего геостатического градиента. Это очень характерная черта АВПД средней структурно-литологической зоны (рис. 30, 31 и 32, б).

«Разброс» и колебания величин пластового давления наблюдаются и в плане на площади по различным горизонтам месторождений. При этом четко выявляется площадная локальность АВПД. Так, на одном и том же гипсометрическом уровне по простиранию моноклинали в одной из скважин может быть встречено АВПД, а в соседней скважине нормальное пластовое давление [Cannon, Sullins, 1946; и др.]. Такая же ситуация часто отмечается и на крыле антиклинальной структуры месторождения вдоль изогипсы, например, в СССР на Апшероне [Алиев, 1953], Камчатке — Богачевская площадь — [Белова и др., 1961] и во многих других местах.

Следует подчеркнуть, что распространенность по площади и по разрезу и характер поведения АВПД в средней структурно-литологической зоне прямо и непосредственно не сопряжены с грязевым вулканизмом, если даже он и проявлен на месторождениях [Алиев, 1953; Suter, 1952]. Зато четко выступает приуроченность АВПД к линзовидным прослоям песчаников [Dickinson, 1953; и др.],

к разломам [Шерстнев, Салаев, 1954; и др.], к узколокальным трещиноватым участкам [Baldwin, 1944; и др.] среди плохо проницаемых толщ, что определяется самим характером залежей этой зоны.

Отсюда вытекает, что геологический механизм, обуславливающий возникновение АВПД в залежах средней зоны, не сопряжен прямо и непосредственно с грязевым вулканизмом, но тесно связан с литологическими и трещиноватыми ловушками. Неравномерные сжатия и упругие деформации тектоническими силами нефтяных и водяных залежей этой зоны, по-видимому, больше могут влиять на АВПД в них, чем притоки газов из грязевулканических аппаратов.

АВПД залежей нижней структурно-литологической зоны в порядке сопоставления можно охарактеризовать следующим образом.

Значительная глубина проявления АВПД, определяемая всей мощностью толщ-покрышек, а также структурой месторождений. Минимальная глубина встречи АВПД в нижней зоне вряд ли где-либо может быть менее 1,0 км.

Чрезвычайно резкое и быстрое нарастание АВПД из-под литологического «порога», представленного, например, непроницаемым пластом каменной соли [Lane, 1949; Mostofi, Gansser, 1957] или обычной глинистой крышкой над проницаемыми коллекторами. В начальный момент стихийный выброс флюидов с АВПД из-под толщи-покрышки через ствол скважины может напоминать сильное грязевулканическое извержение, как было на месторождении Кум в Северном Иране [Mostofi, Gansser, 1957], что определяется колоссальным упругим запасом флюидов и сверхвысоким пластовым давлением в залежах.

Закономерное изменение АВПД с глубиной от свода нефтяной или газовой залежи к водяному контакту, направленное в сторону уменьшения аномальности и приближения пластового давления к нормальному для данной глубины гидростатическому, например, на Апшероне (рис. 32, а) или в Южном Иране (рис. 33). Максимально отклоняющееся от нормы пластовое давление в своде нефтяной или газовой залежи иногда превышает геостатическое или равно ему в момент вскрытия залежи. Например, на месторождениях Кхаур в Западном Пакистане, Кум в Северном Иране, Нафт-Сафид в Южном Иране, на некоторых месторождениях Луизианы в США (см. табл. 1) и, несомненно, во многих других местах альпийских подвижных зон.

Эта весьма характерная черта АВПД нефтяных и газовых залежей нижней структурно-литологической зоны носит название избыточного давления [Еременко, 1961₂] и определяется градиентом изменения АВПД по высоте залежи (по вертикали). Величина этого градиента прямо зависит от удельного веса флюида в залежи. Это хорошо видно из сопоставления соответствующих градиентов в газовой, нефтяной и водяной залежах (см. рис. 32, а): в первой — абсолютное значение пластового давления лишь немного возрастает с глубиной, например, в СССР на Апшероне [Дурмишьян, 1962], во

Случаи АВПД, близкого к величине геостатиче

ского давления и превышающего эту величину *

Месторождение	Зона	Залежь	Глубина H , м (футы)
Карабулак-Ачалу- ки (Восточное Пред- кавказье)	Средняя — майкоп- ская глинистая толща	Линзовидная нефтя- ная небольших разме- ров, «запечатанная» в глинах	Около 1600
Кхаур (Западный Пакистан)	Средняя — серия муррей (нимадрик) — плотные песчаники, алевролиты, глини- стые сланцы	Водяные и нефтя- ные скопления в тре- циноватых плотно сцементированных пе- счаниках среди гли- нистых сланцев	1670 (5478)
То же	Нижняя — треци- новатые известняки эоцена	Нефтяная, по-види- мому, большой высоты	1646 (5 400)
Скв. Р-1 у запад- ных подножий Боль- шого Гималайского хребта (Западный Па- кистан)	Средняя — третич- ные глины с мало- мощными пропласт- ками песчаников	Водяная в глини- стой толще	628 (2 062)
Скв. 23, округ Сант- Мэри, Луизиана, США	Средняя (?)	Соленая вода	3810 (12 500)
Рузвельт-Пул (США)			1320

Данные об АВПД	Сопоставле- ние вели- чины АВПД и геостати- ческого да- вления λ	Источник	Примечание
АВПД составляло 450—500 ат; АВПД : H = = 0,28 — 0,30 ат/м	$\gg \lambda$	Тхостов, 1960, стр. 88	Автор отмечает, что указанное им АВПД превышает величину геостатического да- вления
АВПД, рассчитанное по весу бурового раство- ра и по давлению на устье, составило 5420 фунт/кв. дюйм (381 ат); АВПД : H = = 0,23 ат/м	$\approx \lambda$	Keep, Ward, 1934, стр. 1011	Авторы считают, что АВПД возникло под влиянием совре- менных тектониче- ских стрессов и мо- жет быть больше гео- статического давления
АВПД составляло при- мерно 7000 фунт/кв. дюйм (492 ат); АВПД : H = = 0,30 ат/м	$\gg \lambda$	Pinfold, 1954, стр. 1660	Автор подчеркива- ет, что указанное им АВПД значительно превышает геостати- ческое давление стол- ба пород над залежью
АВПД водяное достиг- ло 2430 фунт/кв. дюйм (171 ат); АВПД : H = = 0,27 ат/м	$> \lambda$	Thomeer, Bottema, 1961, стр. 1728	Авторы отмечают, что АВПД, вероятно, превысило величину геостатического да- вления
АВПД водяное по расчету составило 12 800 фунт/кв. дюйм (900 ат); АВПД : H = = 0,24 ат/м	$> \lambda$	Griffith, Miller, 1954, стр. 227	
АВПД составило 313,7 ат; АВПД : H = = 0,24 ат/м	$\geq \lambda$	Тхостов, 1960, стр. 73, табл. 11	

* Величина геостатического градиента в среднем составляет 1,0 $\frac{\text{фунт/кв. дюйм}}{\text{фут}}$,

или 0,23 ат/м $\left(0,23 \frac{\text{кг/см}^2}{\text{м}}\right)$.

Месторождение	Зона	Залежь	Глубина H , м (футы)
Скв. С-1, северная часть ФРТ	Нижняя — платен доломит пермского возраста (под мощной солевой покрывкой)	Не опробована из-за угрозы выброса	3162 (10 375)
Северная часть ФРТ	Нижняя — пермский доломит под толщей каменной соли и глин	Газовая, по-видимому, большой высоты	3155 (10350)
Янангьяунг (Бирма)	Средняя — формация Падаунг (олигоцен), глины с пропластками песчаников	Водяная, в песчанике, «запечатанная» в глинах	1524 (5000)
Янангьяунг (Бирма)	Средняя	Водяные и нефтяные	
Нафт-Сафид (Южный Иран)	Нижняя — трещиноватые известняки асмари (нижний миоцен — олигоцен)	Нефтяная большой высоты	914 (3000)
Ага-Джари и Нафт-Сафид (Южный Иран)	Средняя — формация нижний фарс (миоцен) — каменная соль, мергели, ангидриты, известняки	Мелкие водяные в трещиноватых участках и в «запечатанных» линзах внутри галогенной толщи (замкнуто-упругие водяные скопления)	2135 (7012)
То же	То же	То же	1484 (4870)

Данные об АВПД	Сопоставление величины АВПД и геостатического давления λ	Источник	Примечание
АВПД, рассчитанное по весу бурового раствора и по давлению на устье, достигало величины в 2,38 гидростатического давления; АВПД: $H = 0,24 \text{ ат/м}$	$\geq \lambda$	Thomeer, Bottema, 1961, стр. 1725	
Отношение величины АВПД к глубине превышает $1,0 \frac{\text{фунт/кв. дюйм}}{\text{фут}}$; АВПД: $H > 0,23 \text{ ат/м}$	$\geq \lambda$	Thomeer, 1955, стр. 7; Rubey, Hubbert, 1959, стр. 170	
АВПД водяное составило 5000 фунт/кв. дюйм (351 ат); АВПД: $H = 0,23 \text{ ат/м}$	$= \lambda$	Tainsh, 1950, стр. 852	Автор полагает, что указанное АВПД возникло в запечатанной залежи под влиянием горного давления
	$= \lambda$	Abraham, 1937, стр. 384	Автор отмечает, что в одной из скважин с глубиной АВПД достигли величины геостатического давления
АВПД: $H = 0,98 \frac{\text{фунт/кв. дюйм}}{\text{фут}}$ ($0,225 \text{ ат/м}$)	$\approx \lambda$	Hubbert, Rubey, 1959, табл. 4	
АВПД: $H = 1,0 \frac{\text{фунт/кв. дюйм}}{\text{фут}}$ ($0,23 \text{ ат/м}$)	$= \lambda$	Hubbert, Rubey, 1959, табл. 5	
АВПД: $H = 1,0 \frac{\text{фунт/кв. дюйм}}{\text{фут}}$ ($0,23 \text{ ат/м}$)	$= \lambda$	То же	

Месторождение	Зона	Залежь	Глубина H , м (футы)
Ага-Джари и Нафт-Сафид (Южный Иран)	Средняя — формация нижний фарс (миоцен), каменная соль, мергели, ангидриты, известняки	Мелкие водяные в трещиноватых участках и в «запечатанных» линзах внутри галогенной толщи (замкнуто-упругие водяные скопления)	960 (3147)
То же	То же	То же	1592 (5226)
Кум, или Альборц (Северный Иран)	Нижняя — трещиноватые известняки и мергели олигоцен-миоцена	Нефтяная, по-видимому, громадной высоты	2591 (8500)
То же	То же	То же	1900
Скв. G = 2 в дельте р. Мамберамо на северо-западном побережье Новой Гвинеи	Средняя — липкие глины с редкими пропластками песков (толща третичного возраста)	Газовые и водяные притоки из «запечатанных» в липких глинах скоплений	1828 (5997)

Данные об АВПД	Сопоставление величины АВПД и геостатического давления λ	Источник	Примечание
$\text{АВПД} : H = \frac{0,97 \text{ фунт/кв. дюйм}}{\text{фут}} (0,225 \text{ ат/м})$	$\approx \lambda$	Hubbert, Rubey, 1959, табл. 5	
$\text{АВПД} : H = \frac{0,98 \text{ фунт/кв. дюйм}}{\text{фут}} (0,225 \text{ ат/м})$	$\approx \lambda$	То же	
Буровой раствор с уд. весом $2,06 \text{ г/см}^3$ внезапно был выброшен из скважины столбом нефти с начальными дебитами более 80 000 баррелей ($12\,720 \text{ м}^3$ в сутки (!); $\text{АВПД} : H$ много более $0,89 \frac{\text{фунт/кв. дюйм}}{\text{фут}}$)	(?) $> \lambda$	Mostofi, Gansser, 1957; Hubbert, Rubey, 1959	
АВПД составило 570 ат ($\text{АВПД} : H = 0,3 \text{ ат/м}$)	$\gg \lambda$	Максимович, 1963, стр. 68	Автор отмечает, что АВПД в три раза превысило условное гидростатическое давление
АВПД, рассчитанное по весу бурового раствора и по давлению на устье, имело величину в интервале $2,06-2,32$ гидростатического давления; ($\text{АВПД} : H = 0,21-0,23 \text{ ат/м}$)	(?) $> \lambda$	Thomeer, Bottema, 1961, стр. 1728	

Месторождение	Зона	Залежь	Глубина H , м (футы)
Район Манила-Виллидж (Луизиана, США)	Нижняя (?)	Нефтяная	3962 (13 000)
Скв. Силхет-2 (Восточный Пакистан)	Средняя — миоцен-плиоценовая толща глин с маломощными горизонтами песков	Газово-водяные скопления в песках, «запечатанные» в глинах	2804 (9200)
Чи-Суркх (Ирак)	Нижняя (?) — трещиноватые известняки	Водяная часть залежи (ниже поверхности водо-нефтяного контакта)	1720
Уч-Кызыл (Узбекистан)	Нижняя — меловые отложения и низы палеогена (бухарский ярус)	Водяная, с очень высокой минерализацией воды	996
Сериа (о. Борнео)	Средняя — глинистая толща миоцена с песчаниковыми линзами	Газоконденсатные и водяные скопления	Более 2 000
Хасси-Мессауд (Сахара)	Средняя — мощные галогенные и глинистые толщи триаса и юры	Водоносный доломитовый горизонт лейаса, подстилаемый и перекрытый толщами соли	2592

Данные об АВПД	Сопоставление величин АВПД и геостатического давления λ	Источник	Примечание
АВПД, рассчитанное по весу бурового раствора и по давлению на устье, достигло 12635 фунт/кв. дюйм (888 ат); АВПД : $H = 0,23$ ат/м	$\approx \lambda$	Mc Caslin, 1949, стр. 58	Автор указывает, что в ряде скважин этого района АВПД близко по величине к геостатическому давлению
АВПД составило 9200 фунт/кв. дюйм (647 ат); АВПД : $H = 0,23$ ат/м	$= \lambda$	Sekules, 1958, стр. 155	В 200 ярдах от скв. Силхет-1 из-под земли вырвался газ предположительно с глубины 7800 фут (2377 м) из песчаного коллектора с АВПД
АВПД составило 370 ат; АВПД : $H = 0,215$ ат/м	$\leq \lambda$	Cooke, 1955; Hubbert, 1959, стр. 157	До глубины примерно 2400 м АВПД равномерно нарастало на величину веса соответствующего столба воды
АВПД достигло 232 ат; АВПД : $H = 0,23$ ат/м	$= \lambda$	Туляганов, 1963, стр. 15	Для проходки скважин в этих условиях требуется доведение удельного веса бурового раствора до величины 2,4—2,6 г/см ³ , т. е. превышающей геостатическое давление
АВПД уравновешивалось буровым раствором с удельным весом 2,3 г/см ³	$\leq \lambda$	The development of the Seria field, 1962, стр. 2	
АВПД составило 595 ат; АВПД : $H = 0,23$ ат/м	$= \lambda$	Жокель, 1961, стр. 12	Вода высокоминерализованная хлоркальциевая

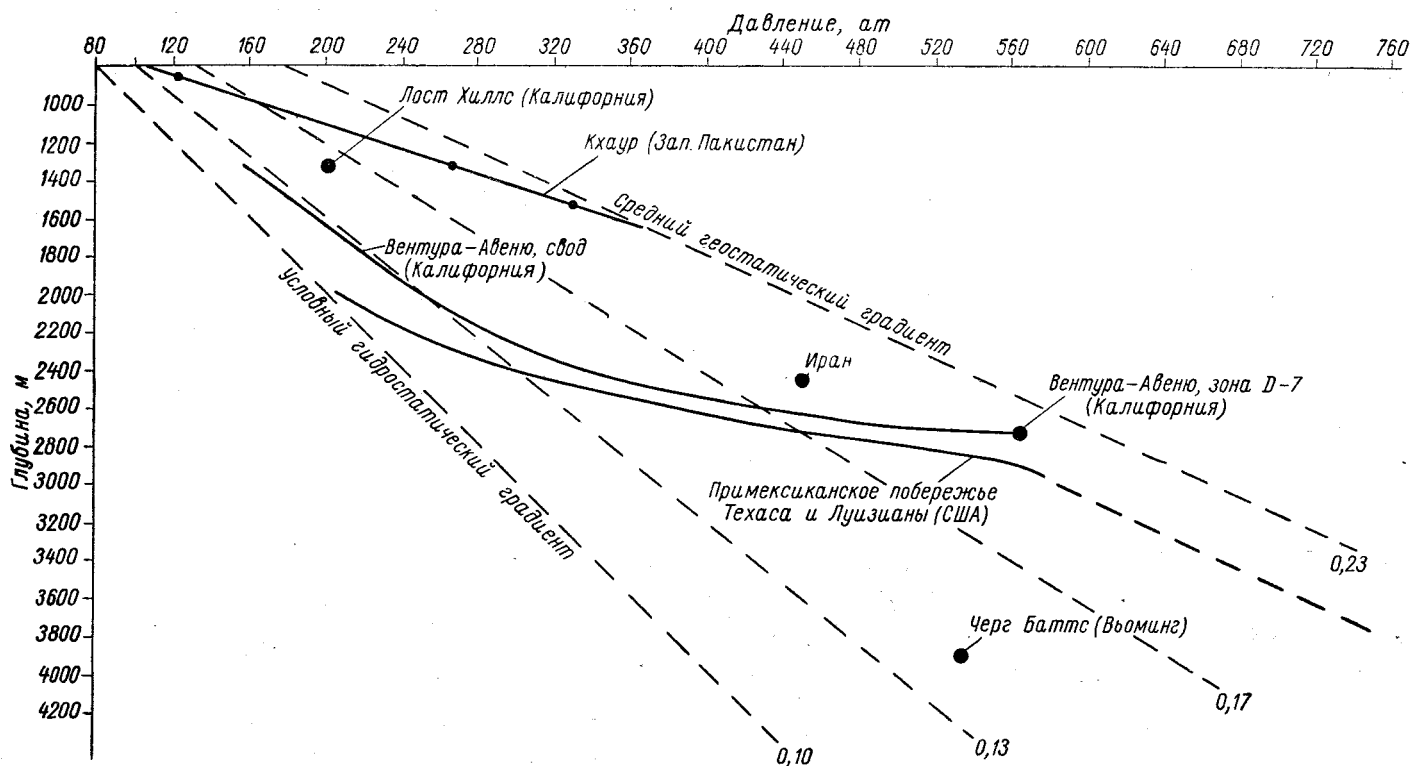


Рис. 30. Изменение АВПД с глубиной в нефтяных и водяных залежах II зоны месторождения Вентура-Авеню, Калифорния, США, в сопоставлении с данными об АВПД других месторождений (по данным Watts, 1948, стр. 194, фиг. 2).

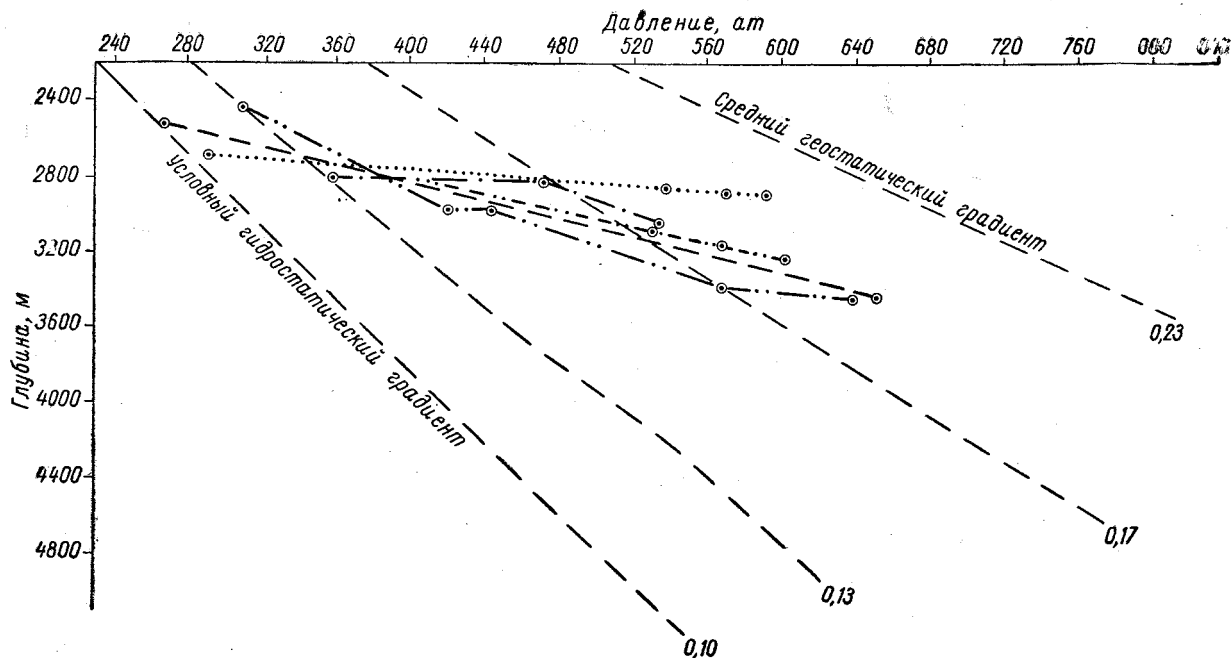


Рис. 31. Изменение АВПД с глубиной по стволам отдельных скважин во II зоне месторождений на побережье Мексиканского залива в Луизиане, США (по данным Dickinson, 1953, стр. 420, фиг. 6).

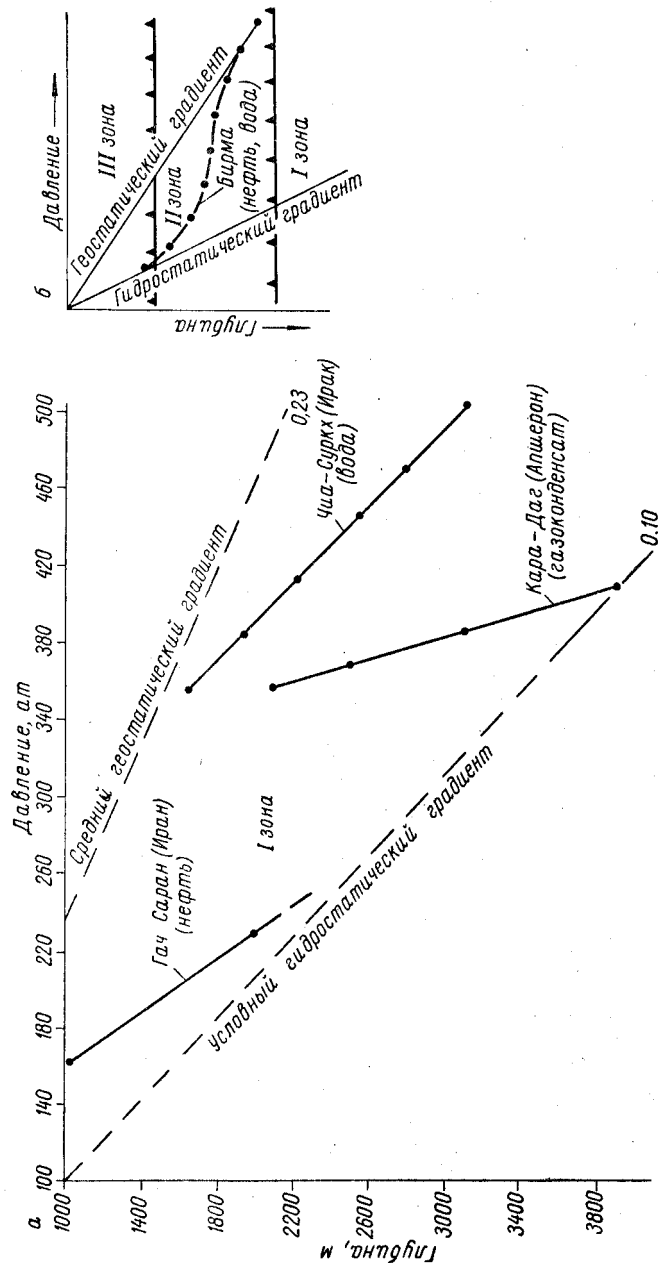


Рис. 32. Изменение АВПД по высоте водяной, нефтяной и газовой залежей в I зоне месторождений (по данным Hubbert, Rubey, 1959, стр. 157, фиг. 28; Levorsen, 1956, стр. 383, фиг. 9—4; Дурмишьяна, 1961, стр. 23) — а; АВПД во II зоне и градиент нормальных гидростатических пластовых давлений в III зоне Бирманского месторождения (по данным Abghah, 1937, стр. 384, фиг. 3) — б. Треугольниками отмечены границы зон.

второй — значительно больше, как в Южном Иране [Levorsen, 1956], наконец, в третьей (Ирак) — еще больше [Cooke, 1955]. Соответственно линия градиента в первом случае близка к вертикальной; во втором — круто наклонна и в третьем — параллельна прямой условного гидростатического градиента. Легко заметить, что во всех случаях, чем большую высоту имеет залежь и чем выше пласто-

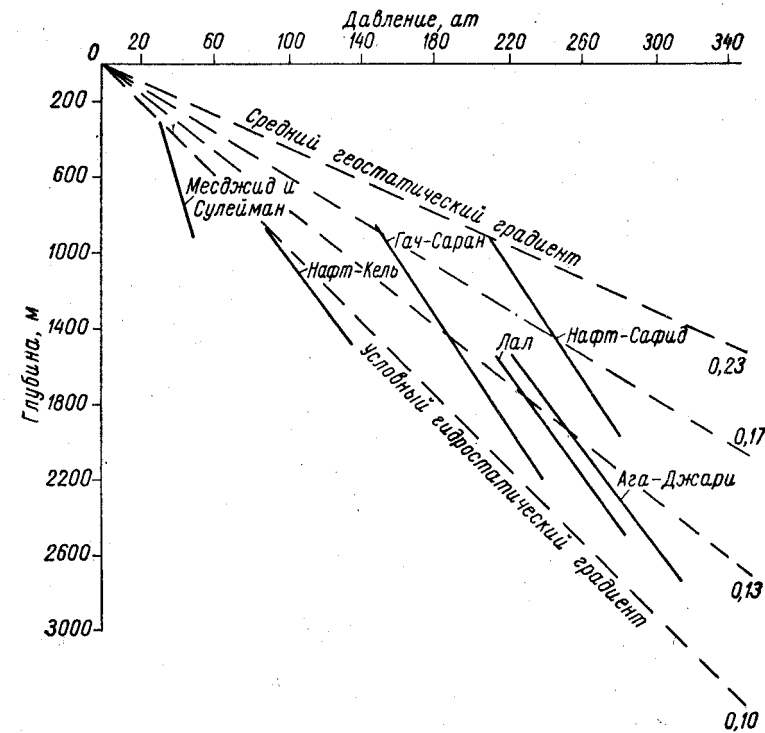


Рис. 33. Изменение пластовых давлений по высоте нефтяных залежей в I зоне месторождений Южного Ирана (по данным Levorsen, 1956, стр. 383, фиг. 9—4).

вое давление в ее основании, тем скорее в ее своде АВПД приблизится к геостатическому. Очевидно также, что в сводах нефтяных и газовых залежей большой высоты будет существовать избыточное давление, приближающееся иногда к геостатическому даже и при нормальном гидростатическом давлении на водяном контакте. Эту особенность АВПД нефтяных и газовых залежей нижней структурно-литологической зоны надо отчетливо представлять, строго учитывать (путем приведения пластового давления к водяному контакту) и исключать, чтобы увидеть влияние на АВПД этих залежей других геологических факторов. Последними исключительно, как легко заметить, должно быть обусловлено АВПД в любой точке чисто

водяных залежей и на водяном контакте нефтяных и газовых залежей.*

Пластовые давления в водяных залежах и на водяном контакте нефтегазовых залежей (т. е. водяные давления) нижней структурно-литологической зоны (как показывают прямые замеры, а также расчеты) могут быть неодинаковыми в разных месторождениях и в общем случае отклоняющимися от нормы в сторону превышения. Так, если в залежи горизонтов VII—VIIa месторождения Карадаг на Апшероне пластовое водяное давление соответствует нормальному гидростатическому [Дурмишьян, 1961], то в залежах среди известняков верхнего мела нескольких соседних месторождений (Карабулак, Малгобек и др.) Восточного Предкавказья водяные давления являются аномально высокими и сильно «разбросанными» по величине относительно гидростатического градиента (см. рис. 4). Если взглянуть на этот факт в региональном плане, то можно констатировать, что в геосинклинальной части Предкавказского предгорного прогиба водяные давления залежей нижней структурно-литологической зоны (в известняках верхнего мела) нескольких соседних месторождений характеризуются локальностью (для каждого месторождения), аномальностью и колебаниями («разбросом») величин по площади (от месторождения к месторождению), что определенно свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи между месторождениями [Меркулов, Янкевич, 1961] и должно быть объяснено какими-то другими геологическими причинами (исключая также и высоту залежей). В связи с этим напомним, что водяные давления залежей средней структурно-литологической зоны (в майкопских глинах) этих же и других месторождений геосинклинальной части Предкавказья также характеризуются рядом с аномальностью колебаниями по площади (от залежи к залежи) их величин (см. рис. 4). Следовательно характер состояния АВПД как нижней, так и средней структурно-литологических зон месторождений Предкавказского предгорного прогиба в региональном плане одинаков — «разброс» величин АВПД по площади прогиба (от месторождения к месторождению). Для нижней зоны «разброс» АВПД по площади можно прежде всего подметить в региональном плане (от месторождения к месторождению), очевидно, потому, что залежи этой зоны весьма крупны и распределены по одной на каждое месторождение (Карабулак, Малгобек и др.). Кроме того, пока лишь для немногих из этих залежей удастся учитывать и исключать весьма характерное для них избыточное давление ввиду скудности необходимых данных.

* Для краткости и удобства описания рассматриваемых явлений мы предлагаем пластовое давление в водяной залежи, а также на водяном контакте нефтяной или газовой залежи (в том числе и приведенные к водяному контакту давления) именовать сборным термином «водяное давление». Таким образом, термин «водяное давление» сочетается по смыслу с удачно введенным термином «избыточное давление» [Еременко, 1961₂] и дополняет его: «избыточное давление» в своде нефтяной или газовой залежи есть функция «водяного давления» в ее нижней части на водяном контакте.

Однако внутри крупной залежи в трещиноватом массиве известняков на Карабулаке также имеет место некоторый «разброс» абсолютных величин АВПД на одинаковых глубинах между отдельными крупными тектоническими блоками, а также и внутри каждого блока между участками повышенной и пониженной трещиноватости.

Для средней зоны это же явление («разброс» АВПД по площади) доказывается большим фактическим материалом как в региональном плане (от месторождения к месторождению), так и в локальном (в пределах отдельного месторождения), очевидно, потому, что залежи этой зоны относительно малы и многочисленны, почти не имеют избыточных давлений (из-за своей малой высоты), залегают выше и потому в лучше разбуренных и изученных частях месторождений. По этим же причинам явление «разброса» АВПД залежей средней зоны легко устанавливается не только по площади, но и в разрезе месторождений (по отдельным горизонтам, по стволу отдельной скважины).

Итак, представляется вероятным, что характернейшая черта АВПД залежей средней зоны («разброс» АВПД) является общей и для залежей нижней структурно-литологической зоны месторождений. Общей для АВПД залежей обеих зон, по-видимому, является и другая специфическая черта, а именно, ускоренное нарастание в целом градиента АВПД по сравнению с ростом градиента геостатического давления при переходе к более глубоким горизонтам (см. рис. 27), что выражается более пологим наклоном усредненной линии водяного давления по сравнению с прямой градиента геостатического давления. Эта черта АВПД для залежей нижней зоны намечается, например, по водяным давлениям пяти соседних залежей, расположенных на разных глубинах среди известняков верхнего мела в Восточном Предкавказье (см. рис. 4). По-видимому, она будет подтверждаться в дальнейшем более обильными материалами и из других районов по мере разведки и изучения глубоких залежей нижней зоны, где эта черта АВПД сильно маскируется избыточным давлением. Для залежей средней зоны эта черта АВПД, как отмечено выше, доказывается обширным фактическим материалом.

Следует подчеркнуть, что наружные (поверхностные) проявления грязевого вулканизма на месторождениях пространственно и причинно сопрягаются с АВПД газовых и газоконденсатных залежей нижней структурно-литологической зоны [Дурмишьян, 1961₁; Калинин, 1960; и др.], т. е. грязевой вулканизм, как процесс, тесно сопряжен с тем геологическим механизмом, который обуславливает существование АВПД в залежах нижней зоны. В этом механизме главную роль играют притоки новых порций газов из более глубоких горизонтов, на что для грязевых вулканов Апшеронского полуострова указал еще Д. В. Голубятников [Голубятников, 1927].

Можно видеть, что в региональном плане намечается приуроченность АВПД некоторых залежей нижней зоны к протяженным, по-видимому, линейным зонам трещиноватости в породах предгорных прогибов, например, в верхнемеловых известняках Предкавказского

прогиба или в известняках асмари Месопотамского прогиба, параллельным ближайшим горным хребтам. Тектонические напряжения, несомненно, могут оказывать ведущее влияние на возникновение и эволюцию АВПД в водяных и нефтяных залежах, приуроченных к этим зонам трещиноватости.

Механизм создания АВПД в залежах средней зоны относительно обособлен и, по-видимому, существенно отличается от механизма АВПД нижней зоны. Это видно также и из того, что иногда в одном и том же месторождении абсолютные величины АВПД в средней зоне бывают намного большими, чем в нижней зоне, несмотря на меньшие или близкие глубины (табл. 2), а в региональном плане АВПД в средней зоне бывает распространено шире, чем в нижней.

При этом в нижней зоне АВПД чаще бывает связано с газами и газоконденсатами, а в средней зоне с жидкостями — нефтью и водой.

Все это предполагает преобладание в нижней зоне механизма избыточного давления (т. е. притоков новых порций газов в весьма высокую ловушку), а в средней зоне — механизма сжатия замкнуто-упругих жидкостных скоплений современными складкообразующими, надвиговыми и т. п. подвижками.

Действительно, в мощных толщах-покрышках (средняя зона) на месторождениях с АВПД всегда интенсивна складчатость нагнетания и надвиги больших масс пластичных пород (глина, соль и т. п.), заключающих мелкие «запечатанные» нефтеводоносные залежи, воспринимающие мощные пароксизмы тектонических стрессов, вследствие чего величина АВПД в этих залежах может превысить величину избыточного давления в сводах высоких структур под подошвой толщ-покрышек. Поскольку в альпийских геосинклиналях дисгармоничная складчатость толщ-покрышек распространена шире, чем высокие структуры нижней зоны, то соответственно и АВПД в средней зоне бывает распространено шире, чем в нижней.

Однако, по-видимому, в большинстве случаев абсолютные величины АВПД флюидов в толще-покрышке (средняя зона) все же не превышают величины избыточного давления в верхах нижней зоны одного и того же месторождения. При этом намечается, что наиболее высоконапорные воды с нефтью и с газом развиты в толще-покрышке у ее подошвы (при наличии здесь коллекторов), а их АВПД по абсолютной величине близко к величине избыточного давления в верхах нижней зоны; вместе с тем состав нефти и газа в низах толщ-покрышки в этих случаях полностью идентичен составу флюидов нижней зоны; примерами могут служить типовые ситуации на месторождениях с АВПД Восточного Предкавказья (верхний мел — низы майкопа) или на месторождениях Ирана (известняки асмари — низы фарса). На последних предполагается, что нефть и газ прорываются из нижней зоны (известняки асмари) в водоносные горизонты в подошве толщ-покрышки (низы фарса) и передают сюда АВПД (избыточное давление) из нижней зоны [Lane, 1949, стр. 57].

Такое же объяснение напрашивается и по материалам нескольких месторождений Венесуэлы, где видно (рис. 34), что величина

пластового давления как бы передается из нижней зоны (песчаники мерекуре) вверх на меньшие глубины в среднюю зону (формация офисина) и «распределяется» там по «запечатанным» залежам в виде «скачущих» величин АВПД (водяного), уменьшающихся кверху с приближением к кровле толщи-покрышки. Вместе с тем на этих месторождениях наблюдается общность легких нефтей и газа, их

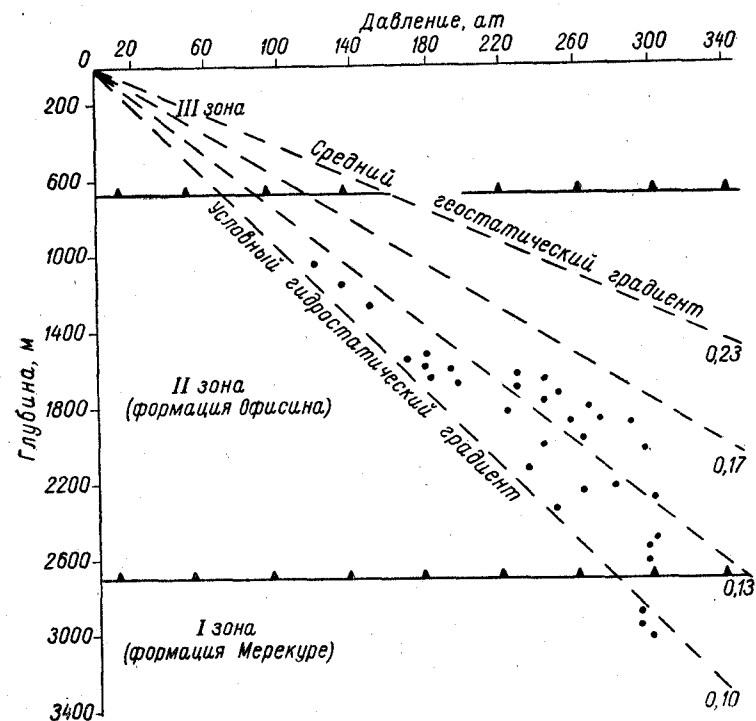


Рис. 34. Изменение начальных водяных давлений с глубиной в нефтяных, водяных и газовых залежах месторождений нефтеносного района Анако, Венесуэла (по данным Funkhouser, Sass, Hedberg, 1948, стр. 1892, фиг. 13). Треугольниками отмечены границы зон.

«хроматографирование» по разрезу (как это наблюдается в третичном разрезе Терско-Сунженской области). Поэтому здесь тоже можно думать, что высоконапорный флюид нижней зоны, находящийся на высоком энергетическом уровне в крупных скоплениях под подошвой толщ-покрышки, как бы прорывается сквозь нее в виде отдельных порций, пульсационно «перескакивающих» на более низкие энергетические уровни внутри толщ-покрышки от ее подошвы к кровле; при этом газ обгоняет нефть и получается их хроматографирование по разрезу; и т. д.

Данные об АВПД в залежах нижней и

Месторождение	Зона	Залежь	Глубина H , м (футы)
Ага-Джари (Южный Иран)	Средняя—серия ниж- ний фарс (миоцен)—мер- гели, ангидрит, камен- ная соль, прослой изве- стняков	Мелкие водяные в трещиноватых участ- ках, «запечатанные» в галогеенных породах	1424 (4703)
То же	То же	То же	1478 (4846)
То же	Нижняя—трещинова- тые известняки асмари (олигоцен+нижний мио- цен)	Нефтяная, громадной высоты	1463 (4800)
Карабулак- Ачалуки (Во- сточное Пред- кавказье)	Средняя—майкопская глинистая толща+низы чокрака	Линзовидная нефтя- ная, небольших разме- ров в песчанике, «запе- чатанная» в глинах	1600
То же	Нижняя—трещинова- тые известняки верхне- го мела	Нефтяная, большой высоты	2420

средней зон некоторых месторождений

Данные об АВПД	Сопоставление ве- личин АВПД нижней и средней зон	Источник	Примечание
АВПД: $H = 0,84$ фунт/кв. дюйм фут (0,19 ат/м)	В залежах сред- ней зоны намного больше, чем в за- лежи нижней зо- ны, хотя глубины замеров близки между собой	Hubbert, Ru- bey, 1959, табл. 4, 5	Авторы подчерки- вают, что если в ниж- ней зоне в высокой нефтяной залежи АВПД имеет в основ- ном механизм избы- точного давления, то в средней зоне, в мелких водяных за- лежах, АВПД имеет другой механизм, связанный с тектони- ческими дислокация- ми
АВПД: $H = 0,91$ фунт/кв. дюйм фут (0,21 ат/м)		То же	
АВПД: $H = 0,71$ фунт/кв. дюйм фут (0,16 ат/м)		То же	
АВПД составило :450—500 ат; АВПД: $H = 0,28$ — —0,30 ат/м	В водяных и нефтяных залежах в майкопе часто бывает много боль- шим, чем в зале- жи нижней зоны, несмотря на мень- шие глубины зале- жей в майкопе	Тхостов, 1960, стр. 87, 88; и другие данные	Автор считает, что причиной уникально- го АВПД в средней зоне «являются тек- тонические напряже- ния, которые испыты- вала складка при го- рообразовательных процессах»
АВПД составило 350 ат; АВПД: $H =$ $= 0,14$ ат/м		То же	

Месторождение	Зона	Залежь	Глубина H , м (футы)	Данные об АВПД	Сопоставление величин АВПД нижней и средней зон	Источник	Примечание
Форест-Резерв (Тринидад)	Средняя — формация нижняя круже (мио- цен) — глины с песчани- ковыми линзами и про- пластками	Нефтяные и водяные мелких и небольших размеров, «запечатан- ные» в глинах	800—2400	АВПД: $H = 0,89$ фунт/кв. дюйм фут (0,20 ат/м)		Suter, 1952	
То же	Нижняя — валунные конгломераты, трещино- ватые известняки верх- него мела	Нефти с большими га- зовыми факторами в за- лежах, по-видимому, большой высоты	Под подошвой средней зоны	В среднем АВПД: $H = 0,77$ фунт/кв. дюйм фут (0,18 ат/м)	В средней зоне месторождения Форест-Резерв превышает сред- нее значение АВПД нижней зо- ны на соответст- вующих глубинах	То же	Автор считает, что АВПД в месторожде- ниях Тринидада имеет «тектониче- ское происхождение»
Западное под- ножье Боль- шого Гималай- ского хребта (Западный Па- кистан)	Средняя — третичные глинистые толщи с ма- ломоющими песчаными линзами и пропластка- ми	Водяные мелкие зале- жи, «запечатанные» в глинах	344—628 (1130—2060)	АВПД, судя по удельному весу бу- рового раствора и по давлению на устье, довольно часто при- ближалось к геостати- ческому и превосхо- дило его		Thomeer, Bot- tema, 1961	Происхождение АВПД в залежах средней зоны авторы объясняют больши- ми тектоническими стрессами, которые воздействуют на гли- нистые толщи, заклю- чающие залежи с АВПД
То же	Нижняя — трещинова- тые известняки эоцена		Под подошвой средней зоны	Обычно пластовое давление флюидов мало отклоняется от нормального гидро- статического несмотр- я на то, что страти- графически выше (в средней зоне) сква- жины встречают АВПД, близкое к геостатическому да- влению	В мелких зале- жах средней зоны распространено шире по региону, чем в нижней зо- не и, по-видимому, часто превышает абсолютную вели- чину пластового давления в зале- жах нижней зоны на соответствую- ющих глубинах	То же	

Важно подчеркнуть, что в механизме этих «перескоков» флюида на более низкие энергетические уровни ведущую роль играют пульсационные неотектонические дислокации толщ-покрышек и, следовательно, этот механизм АВПД существенно отличен от механизма избыточного давления, преобладающего в нижней зоне (что видно и из описания геологии АВПД в обеих зонах), хотя оба эти механизма, как будет показано ниже, осуществляют общий прерывистый, пульсационный процесс восходящей миграции флюидов в земной коре.

По-видимому, в силу некоторой разобщенности, автономного действия указанных механизмов АВПД, в отдельные моменты геологической жизни месторождения, например, в настоящее время, пластовое давление в залежах его нижней зоны может ослабевать, а в залежах средней зоны увеличиваться, о чем свидетельствуют случаи обратного градиента АВПД между средней и нижней зонами на некоторых месторождениях (см. табл. 2). Однако для выводов имеется еще очень мало фактов.

Давления насыщения газом нефтяных залежей с АВПД, по-видимому, также «скачут» по величине от залежи к залежи, как и само АВПД, особенно в средней зоне месторождений. В целом с глубиной насыщенность нефтью газом растёт, и большинство залежей с АВПД в нижней зоне месторождений имеют высокие давления насыщения, часто равные по величине пластовым. Однако резкий «разброс» величин давлений насыщения нередко наблюдается и между соседними залежами нижней зоны, например, между нефтяными залежами в верхнемеловых отложениях Терско-Сунженской области.

Величина АВПД, зафиксированная при бурении в залежах нижней и средней зон месторождений (см. табл. 1), нередко бывает равной и большей, чем величина геостатического давления на соответствующих глубинах; а в нескольких случаях (Карбулак-Ачалуки, Кум, Кхаур и др.) АВПД оказалось намного большим, чем геостатическое давление.

Долгое время вслед за Дж. Дикинсоном [Dickinson, 1953] и другими [Cooke, Thomeer, 1955] считалось, что величина АВПД в залежах не превышает 0,87—0,9 от величины геостатического давления. Однако под напором фактов недавно в литературе появилось признание, что «и более высокие величины в действительности встречаются» [Thomeer, Bottema, 1961, стр. 1721] и были опубликованы списки случаев, когда АВПД оказалось равным или несколько большим, чем геостатическое давление [Hubbert, Rubey, 1959; Rubey, Hubbert, 1959]. Мы пересмотрели указанные в этих списках случаи по первоисточникам и добавили новые данные (см. табл. 1).

Совершенно очевидно, что по техническим возможностям зафиксировать в начальный момент столь высокие АВПД удастся лишь случайно, ибо они создают внезапные аварийные ситуации, когда идет борьба с выбросами и количественные замеры невозможны. Выбросы же тяжелых буровых растворов с «геостатическим» удельным весом, близким к $2,3 \text{ г/см}^3$, происходят довольно часто на месторождениях с АВПД.

Таким образом, технические случайные замеры свидетельствуют о наличии в разбуренном диапазоне глубин скоплений флюидов с АВПД, превышающим геостатическое давление; геологические же наблюдения над грифонами и грязевулканическими извержениями бесспорно указывают на широкое распространение в недрах грязевулканических областей — в камерах грязевых вулканов и в близких к ним залежах — АВПД газа, нефти и воды, намного превышающего геостатическое давление. На это указывают огромные глыбы плотных пород, выброшенные из недр на поверхность давлением флюидов, произведенные им же смещения масс пород на поверхности, выбрасывание грязевой пробки из канала, достигающей иногда нескольких сот метров в длину, и другие явления, которые в их совокупности «могли возникнуть только после того, как давление газа в камере вулкана превысило геостатическое и преодолело прочность толщи различных пород...» [Кудрявцев, 1963, стр. 168].

Все это позволяет полагать, что в недрах месторождений с АВПД величина последнего нередко превышает величину геостатического давления.

В связи с последним положением необходимо отметить, что фактическое существование в подземных горных массивах локальных структур, способных удерживать давление флюида, даже и намного превосходящее геостатическое давление, подтверждается описанными выше опытами гидравлического разрыва пласта в шахтах Донбасса [Печук, Кульбачный, 1961], что, естественно, никак не вяжется с широко распространенным теоретическим представлением о том, что если АВПД флюида в залежи превысит вес столба пород над залежью, то этот столб приподнимется и, таким образом, «сработает клапан», сбрасывающий «излишнее» давление. По-видимому, во всех такого рода рассуждениях упускается из виду, что для того, чтобы столб пород был приподнят, давление флюида в залежи должно преодолеть не только вес этого столба, но плюс еще и силы сцепления его с окружающими породами, т. е. при этом условии АВПД заведомо должно быть много больше геостатического давления.

Статистика нефтепромыслового гидроразрыва пластов на различных глубинах подтверждает, что градиент давления закачиваемой жидкости может достигать $0,24 \text{ ат/м}$ [Плющ, 1962] и даже в 2,5 раза превышать гидростатическое давление [Линецкий, 1959, стр. 129], т. е. достигать и несколько превышать величину среднего геостатического градиента ($0,23 \text{ ат/м}$). При этом надо иметь в виду, что нефтепромысловый гидроразрыв всегда проводят по существу в «жестких» трещинных коллекторах, и никогда в пластичных (глинистых, соляных и т. п.) покрышках, т. е. все статистические данные о давлениях нефтепромыслового гидроразрыва не охватывают максимальных возможных величин критических давлений гидроразрыва пластичных толщ-покрышек, которые именно и удерживают природное АВПД, превышающее величину геостатического давления (см. табл. 1). С этим целиком согласуется и тот факт, что в упруго-пластичном (угольном) массиве критические давления гидроразрыва

намного превышают величину геостатического давления [Печук, Кульбачный, 1961].

Следовательно, именно пластичность (ухудшение трещиноватости) пород, слагающих локальные структуры, по-видимому, и обуславливает способность последних удерживать АВПД, превышающее величину геостатического давления, чему соответствуют и данные практики гидроразрыва пластов.

Итак, характернейшими наиболее общими чертами АВПД в месторождениях альпийских подвижных геоструктур являются следующие.

Контроль АВПД мощнейшими толщами флюидонепроницаемых пород.

Незакономерные колебания («разброс») величин АВПД (в том числе и величин водяного давления) как по вертикальному разрезу, так и по отдельным горизонтам структурных блоков земной коры.

Ускоренный рост в глубь земной коры градиента АВПД в целом (в том числе и водяного давления) по сравнению с ростом градиента геостатического давления, причем абсолютная зафиксированная при бурении величина АВПД иногда превосходит величину геостатического давления, а по геологическим наблюдениям в грязевулканических областях АВПД в недрах часто превосходит величину геостатического давления плюс прочность пород толщ-покрышек.

Признаки плиоцен-четвертичной вертикальной миграции флюидов, сопряженной с АВПД

Эти признаки обильны и разнообразны на всех месторождениях, выделяющихся по развитию АВПД. Естественно, что в большинстве своем они выявлены в более верхних частях месторождений, которые лучше изучены, чем нижние, т. е. в средней и верхней структурно-геологических зонах. Ниже перечисляются группы этих признаков и отдельные яркие факты восходящей миграции (от прямых к более косвенным).

1. На глазах человека в одной из водяных залежей Западного Пакистана пластовое давление самопроизвольно поднялось выше геостатического, в результате чего произошел природный гидроразрыв, и подземная вода с глубины около 600 м прорвалась на поверхность земли по зоне разлома в виде нескольких одновременно возникших источников, приуроченных к линии тектонического разлома и продолжавших существовать уже на протяжении многих месяцев к моменту сообщения [Thomeer, Bottema, 1961].

В Кергезе на Ашпероне, СССР, после закрытия нефтяной фонтанирующей скважины нефть широкой струей стала фонтанировать из трещины, образовавшейся в стороне от скважины [Снарский, 1949].

На месторождении Сериа (о. Борнео) из глубоководных (глубже 2 км) газоконденсатных и водяных скоплений с АВПД, близким к геостатическому давлению, газ и вода прорвались по стволу скважины в более высокие нефтяные пласты, создали в них

АВПД и мигрировали вместе с нефтью далее вверх по зоне сброса на поверхность, где вдоль этого сброса образовалось несколько крупных кратеров и в один из них провалился цементный завод [The development of the Seria field..., 1962].

Явления, аналогичные вышеописанным, наблюдались также в СССР на Челекене [Дюков, 1959], на ашперонских месторождениях Кала [Машкович, 1936], Шонгар и др.

Подобные явления современной миграции флюидов на глазах человека из недр на поверхность по дизъюнктивным дислокациям часто наблюдаются при разбуривании месторождений с АВПД, но они отмечаются обычно лишь в промысловой документации и редко попадают в литературу.

О вертикальной миграции флюидов, происходящей в недрах месторождений в процессе эксплуатации, в результате, по-видимому, природного гидроразрыва под влиянием АВПД более глубоких залежей, можно судить также по фактам внезапного возрастания пластового давления (или его стабилизации) в эксплуатируемых залежах на Челекене, СССР [Тхостов, 1960], в Луизиане, США [Dickinson, 1953] и других местах.

Еще одним подтверждением вертикальной миграции флюидов по зонам разломов является наблюдающийся рост пластовых давлений при приближении к сбросам, обводняющим залежи на Челекене и Западном Небит-Даге [Бескровный, Гемп, Шварц, 1963, стр. 94].

Для характеристики механизма современной восходящей миграции нефти и газа в недрах месторождений с АВПД чрезвычайно важны и интересны хорошо геологически документированные явления «прорывов» отдельных порций нефти и газа сквозь мощный соляной покров из свода колоссальной нефтяной залежи с АВПД к забой скважины Альборц-3 на месторождении Кум* в Северном Иране [Mostofi, Gansser, 1957].

Забой этой скважины был остановлен на глубине 7780 футов (2372 м) в зоне пологого надвига, уходящего в толщу соляного покрова на своде структуры (см. рис. 13). Забой был врезан в верхнюю часть галогенной толщи, имеющей на своде структуры мощность около 300 м, а под подошвой покрышки, в трещиноватых известняках, олигоцен — миоцена, оказалась колоссальная нефтяная залежь с АВПД, которая была вскрыта впоследствии знаменитой скважиной Альборц-5, давшей самый грандиозный в истории нефтепромысла выброс нефти и буквально затопившей нефтью большую площадь Северного Ирана в течение своего трехмесячного аварийного фонтанирования. Таким образом, забой скважины Альборц-3 был отделен от залежи трехсотметровой галогенной толщиной.

В зоне надвига в интервале 2130—2372 м бурение скважины Альборц-3 было сильно осложнено прихватами инструмента, притоками вод с АВПД и из-за этих осложнений было прекращено. Обсадная колонна на глубине около 2300 м в плоскости надвига

* Месторождение Кум ныне именуется Альборц [Abaie a. o., 1963].

оказалась смятой. Все эти явления, по нашему мнению, указывают на современные тектонические подвижки в зоне надвига, с которыми причинно связаны и «прорывы» к забою скважины Альборц-3 отдельных порций нефти и газа с АВПД из-под солевого покрова. Первая такая порция нефти и газа «прорвалась» в забой по плоскости надвига в толще покрова еще во время бурения скважины при глубине забоя 7627 футов (2325 м) 2 июля 1951 г. Вторая порция в виде бурного кратковременного выброса была зафиксирована через полмесяца при опробовании скважины на этой же глубине. Однако несмотря на усиленные дальнейшие опробования, в том числе и прострелы обсадных труб, притоков больше не было получено. Затем скважина была углублена всего на 47 м и на глубине забоя 2372 м законсервирована. В стволе скважины осталась часть буровых труб и на забое ее прихваченный буровой инструмент. Третья порция нефти и газа в объеме 15 баррелей (2,4 м³) «прорвалась» в скважину в ее нижней (необсаженной и перфорированной) части в июне 1953 г., т. е. почти через два года после второй порции.

Затем скважину закрыли и установили на устье манометр. Через полгода, к концу 1953 г., устьевое давление достигло 105,5 ат, что свидетельствовало о накоплении в стволе четвертой порции нефти и газа, которая в марте 1954 г. была выпущена через 11/64-дюймовый штуцер за 5 мин, в результате чего давление столь же быстро упало, и приток нефти оказался исчерпанным. Но уже через полгода к сентябрю 1954 г. устьевое давление опять поднялось до 134 ат, указывая на проникновение пятой порции нефти и газа в нижнюю часть скважины в зоне неотектонически активного надвига.

По совокупности всех фактов геологи-первооткрыватели месторождения Кум уверенно считают, что охарактеризованные выше притоки отдельных порций нефти и газа в скважину Альборц-3 свидетельствовали о близости «живого» источника большой нефти, отделенного от забоя этой скважины 300-метровой перемычкой соляного покрова и шли из этого источника.

Когда покров был пробурен скважиной Альборц-5, АВПД в верхней части колоссальной нефтяной залежи под покровом соли оказалось близким к геостатическому, и, судя по всему, превышавшим геостатическое (см. табл. 1).

Нам с полной очевидностью представляется, что механизм периодических квантовых прорывов нефти и газа сквозь соляной покров связан с колебательными современными тектоническими подвижками в зоне пологого надвига на своде структуры, рассекающего толщу покрова. По-видимому, способ и характер «продавливания» нефти и газа под влиянием АВПД сквозь пластичную соляную толщу покрова в основном аналогичен пульсационно-квантовой динамике флюида, изученной в опытах гидропрорыва неотектонически напряженных упруго-пластичных угольных массивов.

Менее эффективные, но идентичные по природе, явления пульсаций АВПД, т. е. перетоков флюидов в недрах, часто происходят

на глазах человека при бурении и на многих других месторождениях с АВПД. Например, на месторождении Кхаур в Западном Пакистане, при бурении одной из скважин, АВПД водяное на глубине 5215 футов (1590 м) в средней зоне было уравновешено противодействием столба бурового раствора и устьевым давлением; последнее имело величину 2000 фунт/кв. дюйм (140,6 ат). Однако во время кратковременной остановки скважины устьевое давление плавно поднялось до 2150 фунт/кв. дюйм (151,1 ат) и наблюдалось на этом уровне в течение получаса, пока скважина стояла. Когда же циркуляция была возобновлена, то никаких признаков скопления газа у головки или разбавления бурового раствора пластовой водой в скважине не оказалось [Кеер, Ward, 1934, стр. 1011]. Следовательно, самопроизвольный прирост устьевого давления почти на 10 ат отражал в этом случае примерно такую же по величине «пульсацию» АВПД водяного в недрах, вызванную, по-видимому, внутренними деформациями глубинного массива, испытывающего интенсивнейшие современные тектонические напряжения.

Приведенные нами и многие другие факты показывают, что в буровой практике на месторождениях с АВПД человек ощущает современную тектоническую жизнь недр и сопряженную с ней восходящую динамику флюидов. К сожалению, он почти не рассматривает под этим углом зрения протекающие у него на глазах недвусмысленные явления.

2. Периодические подводные высачивания нефти известны на Апшероне, Челекене, СССР, и Тринидаде [Suter, 1951], где залежи нефти характерны по АВПД. Современные притоки тяжелой нефти и газа (в виде пузырей) отмечаются также в знаменитом озере асфальта на Тринидаде. Излияния нефти из паразитического грифона происходят периодически в настоящее время близ кратера грязевого вулкана Зигильпири на Апшероне [Мехтиев, Горин, 1961] и т. д.

3. Извержения грязевых вулканов, выносящие на поверхность огромные массы флюидов на Карадаге (Апшерон), как это установлено при помощи профилей буровых скважин (см. рис. 18), обусловлены АВПД в своде глубоко залегающей газоконденсатной залежи [Дурмишьян, 1961].

Геологически обоснован этот же механизм грязевых извержений и на других месторождениях Крымско-Кавказской области [Якубов, Фейналов, 1962; Дурмишьян, 1961; Калинин, 1960] и Сахалина [Сирьк, Федорченко, 1962]. Равным образом и в Калифорнии извержения грязевых вулканов объясняются по геологическим и другим данным подтоками газонасыщенных гидротерм, создающих АВПД, превосходящее геостатическое давление [White, 1955]. По-видимому, можно считать широко принятым положение, что причиной грязевулканических извержений является АВПД газа в глубинных залежах, которое проявляется в связи с импульсами неотектогенеза.

Действие природного неотектонического механизма современной восходящей миграции высоконапорных флюидов из недр на дневную поверхность визуально наблюдалось на Челекене (рис. 35).

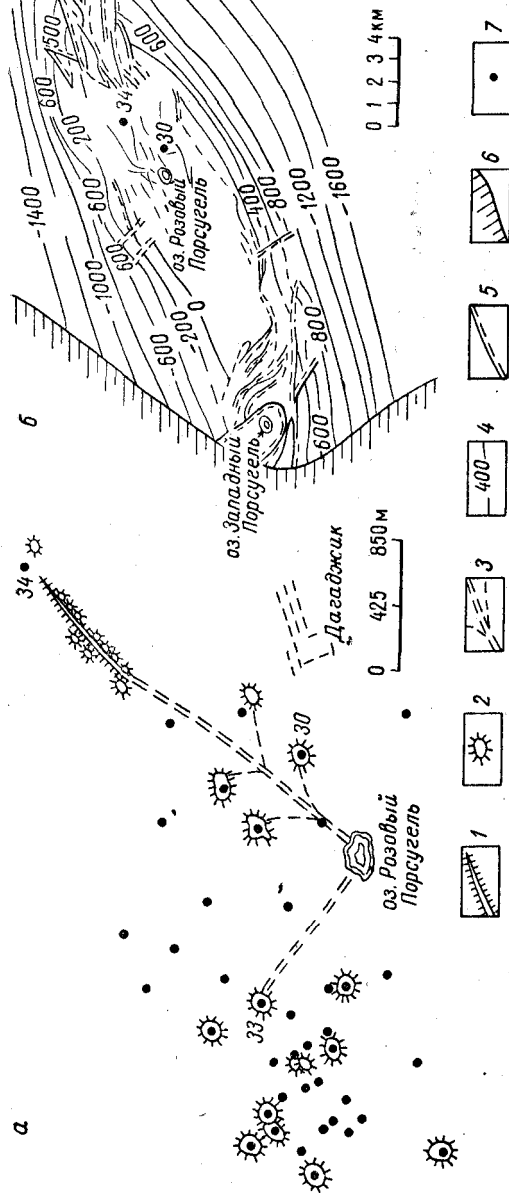


Рис. 35. План распределения грифонов в районе грязевого вулкана Розовый Порсугель, Челекен, СССР (по данным Дюкова, 1959, стр. 6, рис. 1) — а; структурная схема Челекенской антиклинальной (по данным Борисова и др., 1960, стр. 136, рис. 34) — б.

1 — неотектоническая трещина; 2 — грифоны; 3 — линии связи грязевого вулкана с одновременно действовавшими грифонами; 4 — изогипсы поверхности красноватой толщи по данным сейсморазведки и бурения; 5 — разлом по данным геологической съемки; 6 — устье скважины; 7 — другие места.

В марте 1955 г. на Челекене в районе потухшего грязевого вулкана Розовый Порсугель на расстоянии около 2 км по радиусу к северо-востоку от вулкана образовалась тектоническая трещина протяженностью 850 м, вдоль которой начало действовать 11 грифонов, выделявших горячую воду с дебитом от 6 до 700 м³/сутки. Одновременно начал действовать вулкан Розовый Порсугель, выбрасывающая грязь и воду в количестве 200—300 м³/сутки. При этом примерно в 1 км к северо-западу от вулкана из проявлявшей скв. 33, работавшей из пласта с АВПД через выкид превентера, в течение 3 ч выбрасывалось большое количество грязи, по составу подобной грязи кратера Розового Порсугеля. Выбросы из грязевого вулкана с одновременным действием грифонов продолжались около 7 суток [Дюков, 1959].

Как видно, скв. 33 оказалась зондом, который попал в ту артерию километрового участка земной коры, где явственно нащупываются связи между АВПД, в пласте, вскрытом скважиной, и в грязевулканическом аппарате, где, иначе говоря, одновременно проявились взаимосвязи между АВПД, восходящей миграцией флюидов и живой тектоникой. К сожалению, нам неизвестны глубина скв. 33 и другие данные по ней.

Подобные неотектонические явления современной восходящей миграции глубинных высоконапорных флюидов в виде грифообразования и т. п. часто наблюдаются при бурении на месторождениях с АВПД, но они не всегда бывают так наглядно стихийны, как в вышеприведенном случае, и потому приписываются почти исключительно техническим причинам бурения.

Типичной особенностью механизма извержений грязевых вулканов является периодичность, которая «объясняется автоколебательным характером процессов, происходящих в системе «залежь-перекрывающие породы» [Дурмишьян, 1962] и определяется колебательным характером процессов современного тектогенеза.

4. На поверхности месторождений, известных своими залежами с АВПД, широко развиты современные и недавние высачивания нефти: на Тринидаде [Suter, 1951], в СССР на Апшероне [Белов и др., 1961; Воларович, Леднев, 1927], Челекене («закিরованные» поля), в Предкарпатье [Новосилецкий, 1961₁], в Аргентине [Lahee, 1932], Южном Иране [Comins, 1951; Hubbert, Rubey, 1959; Lane, 1949], Северном Иране [Mostofi, Gansser, 1957], Западном Пакистане [Pinfold, 1954] и других местах.

Вертикальная миграция нефти сквозь своды геосинклинальных месторождений под влиянием АВПД в недрах этих месторождений доказывается тем фактом, что чем выше АВПД в нефтяных залежах в сводах структур, тем интенсивнее современные высачивания нефти на поверхности в самых приподнятых сводовых частях этих структур. Это описано и именно так истолковано по материалам месторождений Южного Ирана [Comins, 1951], Предкарпатья, СССР [Новосилецкий, 1961₂] и других.

5. Первоклассными геологическими документами в отношении рассматриваемого вопроса являются всякого рода вещественные

следы («слежки») вертикальной миграции флюидов: нефтевулканические пекки и дайки [Горин, Гадиева, 1959; Горин, Мехтиев, 1961], песчаные дайки, пропитанные нефтью [Новосилецкий, 1961₁; Suter, 1951], жилы пластичных глин в трещинах жестких пород [Линевский, 1955], жилы и силлы асфальта [Suter, 1951, Tainsh, 1950], ореолы рассеяния нефти в виде ее примазок по трещинам в зонах разломов [Mostofi, Gansser, 1957; Pinfold, 1954; Tainsh, 1950] и тому подобные документы.

Целая последовательная гамма таких прямых геологических документов (погребенный грязевой вулкан, захороненная линза асфальта, «слежки» межслойной инъекции нефти, жилы кира, россыпи асфальтированной гальки и многие другие), великолепно наблюдаемых и описанных [Мехтиев, Горин, 1961₁] на месторождениях Апшерона, замечательных по АВПД, позволила им наглядно показать прямую связь вертикальной миграции нефти с грязевым вулканизмом и прерывисто-непрерывный (пульсационный) характер этой вертикальной миграции в недавнее и современное время.

Более того, установлено прямое соответствие между этапами миграции нефти из недр на дневную поверхность (кировые поля и пр.) и блоковыми неотектоническими движениями в северо-восточной части Апшерона (Мехтиев, Горин, 1961₂), чем, по существу, вскрывается фундаментальная зависимость пульсаций нефтеносных источников (залей с АВПД) от неотектонических колебаний коры.

Отчетливые примеры многофазной пульсационной вертикальной миграции флюидов, вызванной многофазными неотектоническими (плиоцен-четвертичными) движениями по разломам, давно уже описаны на Челекене [Порфирьев, Линевский, 1952, стр. 148—149].

Пульсационный характер вертикальной миграции над нефтяными залежами с АВПД Бориславского месторождения установлен по наблюдениям над озокеритовыми жилами [Копыстанский, 1959].

Современные пульсационные передвижения пластичных озокеритовых масс и жидкой парафинистой нефти (из которой образовался озокерит), порождаемые пароксизмами «живой тектоники», наглядно наблюдаются на Челекене в виде выдавливаний и высачиваний из зон разломов как на поверхности, так и особенно в некоторых неглубоких горных выработках, которые иногда «заплавывают» от выдавливаемых глинисто-озокеритовых пород [Линевский, 1958; Семенович, 1960]. Современные блоковые подвижки в структурах типа «разбитой тарелки» являются несомненно главной причиной подобного передвижения пластичных и жидких масс (озокерита, вулканической грязи, нефти) даже и в непосредственной близости к газовым (грязевым) вулканам, ибо местами четко устанавливается, что они выдавливаются из тектонических трещин отнюдь не под напором газа, а выжимаются... «как зубная паста из тюбика» [Levosen, 1956, стр. 21]. Этот механизм пульсационного неотектонического выдавливания флюидов по зонам разломов, по трещинам и т. д. несомненно широко распространен в природе, особенно внутри мощных толщ-покрышек на месторождениях с АВПД.

6. Большую группу косвенных признаков восходящей вертикальной миграции составляют разного рода «геохимические и гидродинамические критерии», указывающие на отсутствие или нарушение горизонтальной зональности флюидов, на перемешивание разных жидкостей (нефти и воды, нефтей или вод разных типов) в процессе восходящей миграции, на вторжение флюидов снизу в чуждую им геохимическую обстановку, на ореолы вторичных битумов и т. д. и т. п. Например, отмечаются:

проникновение нефти снизу в галогенные [Mostofi, Gansser, 1957], красноцветные (Челекен) или в пресноводные [Pinfold, 1954; Suter, 1952] толщи;

приповерхностные «вторичные» скопления светлой нефти, «профильтрованной» в процессе вертикальной миграции из глубоких залежей с АВПД [Д. В. Голубятников; Новосилецкий, 1961₂, стр. 51];

нераз дифференцированное залегание в пласте нефти ниже воды и в смеси с водой [Муссаев, 1961₁; Николаев, 1960; Фенъев, 1958; Pinfold, 1954; Suter, 1951], а также нечеткие, «размытые» водо-газо-нефтяные контакты и их сложная конфигурация во многих трещинных коллекторах нижней зоны (Восточное Предкавказье и др.). Q неустоявшемуся, гравитационно неразделенном залегании нефти и воды свидетельствуют также мощные (до 300 м) зоны эмульсии в коллекторах тектонических блоков на месторождении Ла Бреа Париньяс, Перу [Travis, 1953];

направленное изменение химизма нефтей, указывающее на восходящую миграцию в связи с АВПД [Доленко, 1960; Мустафьев, 1959; Хознаферов, 1962] или на один тип нефти, распространенный по всему разрезу [Тхостов, 1960; Suter, 1951];

градиент солености нефтяных вод в пресноводном разрезе, указывающий на проникновение вод (вместе с нефтью) снизу [Pinfold, 1954];

перемешивание в верхних горизонтах месторождения хлоридных (глубоких напорных) вод с чисто карбонатными (неглубокими) при отсутствии какой-либо горизонтальной (пластовой) зональности вод по разрезу на Богачевской площади на Камчатке [Белова, Васильев, Власов и др., 1961]. «Разброс» абсолютных отметок пьезометрических уровней подземных вод на одинаковых глубинах и соответствующий «разброс» пределов минерализации этих вод, например, в глубинной складке Бориславского месторождения [Ткачук, Романюк, 1962], указывают на пульсационность вертикальной миграции вод в месторождениях с АВПД;

конусовидные ореолы рассеяния вторичных битумов, поднимающихся вверх на сводах структур и являющиеся следами восходящей миграции нефти в Предкавказье и других районах [Неручев, 1962].

Пульсационный характер восходящей миграции нефти отражается в этих случаях «пестротой» составов битумов, отложенных на путях восходящей миграции, например, в зонах разломов. Такое наложение (телескопирование) разнокачественных и разновременных

порций битумов в пределах одного литологически однородного пласта в месте его пересечения разломом свидетельствует о многофазности миграции нефти из пульсирующего источника в недрах, каковым может являться крупная залежь с АВПД.

7. В связи с отмеченными «геохимическими критериями» вертикальной миграции флюидов получает надлежащее объяснение и следующий факт. По данным массовых определений содержание рассеянных углеводородов в шламе сланцев, перекрывающих залежи нефти с АВПД в штатах Техас и Луизиана, США, в несколько раз больше, чем в тех же сланцах над соседними залежами нефти, но с нормальным пластовым давлением [Chaneu, 1949]. Очевидно, это нужно объяснять повышенной восходящей миграцией нефти и ее рассеянием в сланцах над залежами под влиянием АВПД.

8. Наконец, для всех месторождений с АВПД характерен большой вертикальный (гипсометрический и стратиграфический) диапазон нефтеносности: в СССР Предкарпатье [Доленко, 1961₂] и Апшерон [Белов и др., 1961; Дурмишьян, 1961], Западный Пакистан [Кеер, Ward, 1934], Тринидад [Suter, 1951], Перу [Travis, 1953] и др.

Всеми перечисленными фактами доказывается широкая восходящая вертикальная миграция флюидов из залежей с АВПД от глубины их залегания до земной поверхности. Характерно, что во многих случаях эта миграция происходит в современное время, на глазах человека и во всех рассмотренных месторождениях время ее в основном не древнее плиоценового.

Обращает на себя внимание пульсационный (ритмично-периодический) характер современной восходящей миграции (периодические подводные высачивания нефти, грязевые извержения и др.). «Прерывисто-непрерывный» (пульсационный) характер вертикальной миграции нефти установлен также и для плиоцен-антропогенового отрезка геологической истории нефтяных месторождений Апшерона [Мехтиев, Горин, 1961₁], а также и Предкарпатье [Копыстьянский, 1959].

Проявления неотектогенеза в связи с АВПД

Все месторождения, где развито АВПД, характеризуются такими яркими, иногда даже, можно сказать, эффектными проявлениями неотектогенеза, что, даже несмотря на явную неполноту соответствующих данных в литературе, неотектонические процессы выступают как неотъемлемое, присущее этим месторождениям свойство, как и само явление АВПД.

Доказательствами прямого воздействия современных подвижек земной коры на механизм, регулирующий пластовое давление во флюидонасыщенных резервуарах, являются многочисленные наблюдаемые случаи колебания величин пластовых давлений от землетрясений [Щелкачев, 1948; Austin, 1960; Blanchard, Byerly, 1936; Levorsen, 1956; Tolman, 1937]. Эти колебания пластовых давлений, происходящие одновременно и одинаково по знаку во всех залежах одного района и коррелирующиеся с проходящими через этот район

сейсмическими волнами в земной коре от центра землетрясения, можно объяснить лишь упругими и пластичными деформациями флюидонасыщенных резервуаров, что и утверждают сами авторы [Щелкачев, 1948; Tolman, 1937; и др.].

Упругий характер механизма, регулирующего пластовое давление в этих случаях, выявляется в том, что в начальные отрезки времени пластовое давление в залежах последовательно отклоняется от первоначальной величины, то в меньшую, то в большую сторону. Соответственно все скважины одновременно то фонтанируют, то прекращают фонтанирование, и столбы жидкости в них «проваливаются» ниже первоначального уровня [Щелкачев, 1948]. Такие колебания пластового давления несомненно вызываются сейсмическими колебаниями земной коры*, которые вызывают также кратковременное АВПД грунтовых вод (в результате деформирования приповерхностных водоносных пластов), вследствие чего эти воды вырываются на поверхность по трещинным и другим каналам, вокруг которых образуются миниатюрные грязевые конусы, по своему строению аналогичные настоящим грязевулканическим эруптивам [Мирошниченко, 1951; Окада Ацуки, 1961; Swenson, 1960; Segerstrom Kenneth, 1960].

Длительность сохранения в залежи АВПД, возникшего вследствие землетрясения, может быть, очевидно, разной в зависимости от степени гидродинамической изолированности (закрытости) залежи, от интенсивности и характера (упругого или частично необратимого) деформации резервуаров и пр. Если, например, в неглубоких артезианских скважинах напоры колеблются лишь с небольшим отставанием от фазы сейсмических волн [Blanchard, Byerly, 1936], то в глубокой залежи месторождения Маунтин Вью, США, вследствие землетрясения возникло АВПД, сохранявшееся на протяжении нескольких недель при непрерывной эксплуатации с удвоенным против обычного дебитом [Levorsen, 1956]. Если бы залежь не была вскрыта с поверхности и не эксплуатировалась, то аномально высокое давление флюида, возникшее в ней в результате землетрясения, возможно, сохранялось бы в зависимости от степени ее природной изолированности значительно дольше, может быть в течение нескольких десятков лет**.

Напомним, что десятками и сотнями лет измеряются также скорости современных «вековых» движений земной коры [Мещеряков, Синягина, 1961] и что эти движения особенно интенсивны и дифференцированы в альпийских геоструктурах, где сосредоточены

* В этой связи отметим, что на поведение подземных флюидов (в том числе и на их пластовые давления) сильнейшее влияние оказывают также подземные взрывы атомных бомб, как показали наблюдения в районе атомного полигона в штате Невада, США [Short, 1961]. В принципе эффект подземных направленных взрывов можно использовать для интенсификации добычи нефти в крупных нефтеносных районах, где атомные бомбы могут найти мирное применение.

** Выше уже указывалось, что расчеты и наблюдения за эксплуатацией залежей подтверждают длительность перераспределения в них АВПД на протяжении десятков и сотен лет.

в основном и центры землетрясений. Поэтому представляется неслучайным то обстоятельство, что подавляющее большинство месторождений, где встречено АВПД, находится в высокосейсмических областях земли (см. рис. 1). К ним относятся месторождения Кавказской и Карпатской зон СССР, Румынии и Италии, юга Азиатской части СССР, Западного и Восточного Пакистана, Бирмы, Борнео, Новой Гвинеи, Аргентины, Венесуэлы, Тринидада, Калифорнии, т. е. альпийских геосинклинальных зон, где, судя по данным, относящимся к альпийской складчатой области юга СССР [Петрушевский, 1960], современные подвижки по разломам, приводящие к возникновению подавляющего большинства землетрясений, происходят в основном в осадочном слое коры и в кристаллическом фундаменте, причем около половины всех очагов землетрясений расположено на глубинах до 10 км.

Таким образом, в альпийских зонах сейсмические очаги возникают в громадных количествах, по-видимому, на тех же глубинах и в тех же структурах, где залегают и выявленные промышленные скопления нефти, газа, а также воды. Поэтому неизбежны частые деформации этих скоплений при всех видах современных, в том числе и сейсмических, подвижек, приводящие к массовому возникновению АВПД в замкнуто-упругих скоплениях флюидов (особенно в скоплениях жидкостей — нефти и воды, обладающих по сравнению с газом ничтожно малыми коэффициентами объемной упругости и меньшей проникающей способностью).

Современные тектонические подвижки земной коры происходят непосредственно на локальных площадях рассматриваемых месторождений. Об этом говорят показательные результаты первых, пока еще небольших по объему специальных наблюдений (геодезических и геоморфологических), а также разрозненные попутные описания таких характерных явлений, которые определенно свидетельствуют об интенсивных современных подвижках, широко развитых в структурах месторождений. Приведем несколько примеров.*

1. Повторными нивелировками на Апшероне установлен современный рост нефтеносных структур со скоростью до 12 мм в год, а в Прикуринской низменности установлены погружения до 9 мм в год [Агабеков, 1962]. При этом четко выявляется дифференцированность движений и тесная их связь с разрывными и антиклинальными структурами [Агабеков, Ахмедбейли, 1958].

Интенсивные дифференцированные подвижки отмечены вдоль всей нефтеносной полосы западного побережья Каспия — от Махачкалы до Баку [Фотеева, 1955].

* Мы ограничиваемся примерами современных и четвертичных движений на месторождениях, главным образом, потому, что они, по нашему мнению, особенно важны для понимания природы АВПД. Третичные подвижки известны на всех указываемых месторождениях, поэтому нет нужды доказывать их распространенность там. Возможно, их влияние на АВПД и сохранилось в каких-либо особенно «закрытых» залежах.

Достаточно представить себе те объемные деформации, которым подвергаются в этих районах упругие глубинные флюидонасыщенные резервуары под воздействием неравномерных и разноориентированных напряжений в земной коре, вызываемых дифференцированными подвижками, чтобы предположить, что в «запечатанных» залежах АВПД не может не зависеть от этих деформаций; последние к тому же здесь воочию наблюдаются в виде распространеннейших и характерных осложнений при бурении: обвалов и «глинистых пробок», выжимаемых в стволы скважин [Линевский, 1955; Муссаев, 1961₂] под действием «горного давления», величина которого зависит «от места заложения скважин по отношению к весу блока, передвигаемого тектонической силой» [Линевский, 1958]. Формой проявления таких неотектонических движений горных массивов в Восточном Предкавказье, на Апшероне, в Кобыстане, Керченском районе несомненно являются растущие диапировые структуры месторождений, в том числе и «раздувы» мощности пластичных глинистых толщ, «выжатых» в ядро антиклиналей [Карабулак и др.].

2. Современные и недавние подвижки складчатых структур чехла в связи с блоковыми движениями фундамента документированы в Андском районе Аргентины [Pratt, 1961], где расположено и замечательное по АВПД месторождение Тупонгато [Baldwin, 1944], где нефтяные залежи с АВПД приурочены к участкам трещиноватости в непроницаемых туфах (залежи средней структурно-литологической зоны).

3. Ярчайшие признаки недавнего и продолжающегося сейчас интенсивного роста структуры, приводящего к опрокидыванию плейстоценовых слоев и т. п., замечены на месторождении Кхаур и на других площадях в Западном Пакистане [Anderson, 1927; Keer, Ward, 1934; Pinfold, 1954; Thomeer, Bottema, 1961]. Здесь также большинство залежей с АВПД относится к средней структурно-литологической зоне.

4. Эффектные факты современных подвижек засвидетельствованы на нефтяных месторождениях Калифорнии; например, обрыв обсадных труб в результате смещений тектонического блока и т. п. [Gilluly, 1949; Мещеряков, Синягина, 1961]. В связи с этим отметим, что там также развито АВПД в водяных линзах, «запечатанных» в глинах и пластах тектонических блоков, экранированных тектоническими плоскостями [Levorsen, 1956; Watts, 1948].

Многолетними систематическими инструментальными наблюдениями в районах расположения калифорнийских нефтяных месторождений Вентура-Авеню и Лост Хиллс, знаменитых по АВПД, зафиксированы современные «медленные сдвиги» горных массивов вдоль линии разлома (в районе Сан-Франциско) со средней скоростью 3 см в год. Было установлено, что в зоне другого разлома мелкие смещения происходят регулярно и очень часто со средней скоростью 1 мм в месяц [Whitten, 1961].

Опускания обширной площади вблизи сброса Уайт-Вулф в районе Бейкерсфилда (нефтегазоносный бассейн Сан-Хоакин) особенно

усилились после крупного землетрясения в июле 1952 г., а за период 1947—1953 гг. относительные вертикальные смещения в зоне этого разлома, по данным точных геодезических измерений, достигли 61 см [Lofgren, 1960].

Горизонтальные смещения массивов коры в районе нефтегазового бассейна Лос-Анжелос, по данным повторных геодезических наблюдений над триангуляционной станцией, за 27 лет составили 61 см [Alexander, 1962].

На самом месторождении Вентура-Авеню наблюдаются такие ясные доказательства современных подвижек, как деформации верхне-четвертичных террас, глинистые дайки, интрузирующие по трещинам в современные отложения [Bailey, 1943, 1948], резкая активизация оползней во время землетрясений [Leach, Neel, 1946] и т. п.

Все это вкупе с частыми землетрясениями, происходящими здесь, дает полное основание заключить, что «рост складки и движения по разломам продолжаются в настоящее время» [Bailey, 1948].

Вообще же современные тектонические движения в Южной Калифорнии столь интенсивны, что позволяет считать ее районом современной орогении [Gilluly, 1949, стр. 565].

Отсюда видно, что складчатые и другие деформации, действующие в настоящее время на залежи в нефтеносных структурах Калифорнии, сопряженных с мобильными тектоническими зонами, по своим скоростям должны быть вполне сопоставимы с самыми интенсивными нефтепромысловыми гидродинамическими процессами (например, с динамикой пластового давления в процессе разработки и эксплуатации крупной нефтяной залежи с замкнуто-упругим режимом).

5. В восточном Ираке в антиклиналях нефтеносного района Киркук, где встречено АВПД водяное, близкое к геостатическому давлению [Сооке, 1955], «складчатые движения, несомненно, происходили и в последние 1700 лет» [Кнетш, 1957].

6. В полосе нефтяных месторождений Южного Ирана, характеризующихся наличием АВПД (Ага-Джари и др.), тоже наблюдается современный рост антиклиналей; так, антиклиналь Шаур, пересекаемая древним ирригационным каналом, относящимся к 3—7 в. н. э., судя по современной высоте русла этого канала, росла с тех пор со скоростью 1 м в столетие [Лис, 1957].

7. Изгибы и «карежение» обсадных труб под воздействием, очевидно, современных подвижек отмечены также на месторождении Кум в Северном Иране [Mostofi, Gansser, 1957], в средней структурно-литологической зоне этого месторождения, где водяные залежи имеют ярко выраженный «разброс» величин АВПД [Hubbert, Rubey, 1959].

8. Прямую связь АВПД с современной тектонической мобильностью района автор [Suter, 1951] усматривает на Тринидаде, где «живая тектоника» проявляет себя буквально на глазах человека [Сутер, 1957], особенно в районах нефтяных месторождений с АВПД.

Как указано выше, своеобразным выражением современных дифференцированных тектонических движений является современная соляная тектоника. Растущие соляные структуры, особенно структуры типа «прободения», несомненно подвергают упругим и иным деформациям залежи флюидов, как экранированные кепроком и заключенные в трещиноватых участках самого кепрока, так и всякого рода литологически и тектонически экранированные, а также и другие залежи среди «прободенных» толщ, попадающие в обширный «ореол деформации» вокруг растущей соляной структуры. Считая это спецификой современной соляной тектоники, перечислим признаки ее конкретных связей с АВПД на месторождениях в одном ряду с проявлениями других современных тектонических подвижек.

9. В Примексиканской краевой впадине, в пределах штатов Техас и Луизиана, США, АВПД нефтяных и водяных залежей средней структурно-литологической зоны месторождений (см. рис. 10 и 20) настолько наглядно пространственно ассоциируется с соляными штоками [Халбути, Хардин, 1956; Carsey, 1950; Dickinson, 1953], что со стороны передовых американских геологов эта связь объяснена была в общем виде «сбросами и смятием мягких некомпетентных третичных отложений района в процессе их прободения соляными куполами» [Levorsen, 1956]. Подчеркнем, что в этом районе, как и следует ожидать, происходит интенсивный современный рост соляных штоков, скорость которого, вероятно, достигает 12 мм в год [Barton, 1933], причем вся региональная разветвленная система сбросов и нарушений здесь прямо сопряжена с растущими соляными «хребтами» и штоками [Quarles, 1953]; около 190 соляных куполов внедряются в третичные и четвертичные отложения [Carsey, 1950].

На материалах этого же района доказано, что рост самих соляных куполов происходит под воздействием дифференцированных вертикальных тектонических подвижек [Atwater, Forman, 1959], а также наглядно показано, что механизм диапиризма как соли, так и других пластично деформируемых пород (глинистых сланцев) в принципе одинаков [Atwater, Forman, 1959]. Следовательно, неравномерные разнонаправленные мощные силы, порождаемые современным тектогенезом, непрерывно распространяются во всей толще третичных отложений этого района, передаваясь в каждый участок ее посредством механизма соляной тектоники (в том числе и через разветвленную сеть дизъюнктивов, сопряженных с растущими соляными штоками), а также через диапировое «выжимание» глинистых отложений и пр. Очевидно, эти силы неравномерно сжимают и деформируют упругие линзовидные залежи воды и нефти, заключенные в третичной толще, и порождают в них АВПД. В деформируемых трещинных и кавернозных резервуарах кепрока, перекрытых глинами, также возникает АВПД, что легко представить себе (см. рис. 10, а). Действительно, АВПД характерно здесь как для линзовидных водяных и нефтяных залежей в глинистой толще

и под ней [Dickinson, 1953], так и для нефтяных залежей кепрока, дававших бурные фонтаны нефти с громадными начальными дебитами [Lilley, 1928, стр. 389], что говорит об их первоначальном замкнуто-упругом режиме эксплуатации.

Внутри самой соли одного из куполов Луизианы встречены скопления рапы и углекислого газа с примесью азота, углеводородов и пр., находящихся под чрезвычайно высоким давлением [Ноу, Foose, O'Neill, 1962]. Зоны, насыщенные высоконапорными газами и рапой, располагаются по периферии купола и являются нестабильными: в них происходят катастрофические внезапные выбросы дробленой соли и газа в полость горных выработок, вполне идентичные по своему механизму (основную работу производит газ) внезапным выбросам угля и газа в шахтах Донбасса.

Эти нестабильные зоны в соли [Ноу, Foose, O'Neill, 1962] приурочены к местам наибольших напряжений в растущем соляном штоке, где флюиды — газ и рапа, заключенные в соли, находятся в состоянии динамического режима под давлением до 1000 ат. Внутри соли (так же, как и в угле) имеются сигарообразные и т. п. внедрения более твердых боковых пород и т. д. Словом, вплоть до деталей, механизм АВПД флюидных скоплений в соли, так же как и в угле, является несомненно неотектоническим, связанным с современными и недавними пластичными перемещениями соляных масс, вызывающими упругие сжатия заключенных в соли флюидных скоплений, их размельчение и перетоки, т. е. миграцию флюидов (динамический режим).

10. Грандиозные «раздувы» и «пережимы» соляных галогенных толщ документированы на месторождениях Южного Ирана в средней структурно-литологической зоне (см. рис. 11, 12), где АВПД водяных и нефтяных залежей характеризуется типичным «разбросом» величин, судя по «провалам» и «выбросам» бурового раствора [Lane, 1949].

Грязевой вулканизм представляет собой, по-видимому, сложное сочетание и взаимодействие нескольких явлений, среди которых важную роль играет АВПД (избыточное давление) газа в сводах высоких структур, достигающее иногда величины геостатического давления [Дурминьян, 1961; Калинин, 1960] и превышающее эту величину [Кудрявцев, 1963], что и является причиной грязевых выбросов из вулканических аппаратов.

Прорыв газа из глубинных залежей на поверхность происходит чаще всего, по-видимому, по существующим разломам, что доказывалось, в частности, приуроченностью поверхностных эруптивов к линиям тектонических нарушений, прослеженных до глубины газовой залежи с АВПД, например, на месторождении Карадаг на Апшероне [Белов и др., 1961].

Причинно-следственная связь между АВПД глубинных залежей и поверхностными проявлениями грязевого вулканизма подтверждается также тем фактом, что по мере расширения разработки глубинных залежей поверхностные извержения грязевых вулканов

заметно ослабевают и сокращаются [Алиев, 1953]. Как этот факт, так и факты периодических извержений грязевых вулканов могут быть обусловлены лишь периодическими притоками новых порций газа в глубинные грязевулканические структуры, например, в ложушки громадной высоты и хорошей проницаемости в нижней структурно-литологической зоне месторождений.

11. Активные грязевые извержения, обусловленные АВПД глубинных газовых залежей, известны на Челекене, СССР [Тхостов, 1960] и Тринидаде [Suter, 1951]; на Сахалине [Сирый, Федорченко, 1962] и Апшероне, СССР [Якубов, Зейналов, 1962]; и в других местах.

Значительной глубиной газовых залежей с АВПД, периодически питающих (по разломам) поверхностные грязевые эруптивы, следует объяснять тот факт, что недостаточно глубокое бурение вблизи кратеров действующих грязевых вулканов часто не встречает АВПД [Алиев, 1953; Suter, 1952; и др.]. Между тем глубоким бурением АВПД встречено даже под потухшим грязевым вулканом [Ладыженский, 1961].

12. Следы мощной грязевулканической деятельности глубокого заложения, в том числе подводные каналы, заполненные застывшей грязью, и обваливающиеся сланцы, обнаружены на месторождениях Бирмы, где развито АВПД [Tainsh, 1950].

13. Обваливающиеся сланцы и признаки грязевого вулканизма отмечены на месторождении Кхаур в Западном Пакистане, где в трещиноватых известняках нижней структурно-литологической зоны было встречено АВПД [Pinfold, 1954].

На всех месторождениях и в районах, перечисленных выше, при бурении, наряду с АВПД, проявляются резкие импульсы горного давления, приводящие к характерным осложнениям и авариям, — выдавливанию глинистых пробок в стволы скважин, смятию, сплющиванию и иногда разрывам со смещениями («срезания») обсаженных стволов скважин, выбросы утяжеленного бурового раствора, поглощения его и иногда обратное возвращение поглощенного раствора из недр в ствол скважины и т. п. Все эти явления — несомненные признаки современных тектонических напряжений и подвижек в недрах. Именно такой вывод сделан в итоге как геологического, так и технического анализа обширных материалов бурения на месторождениях с АВПД в альпийских геосинклинальных областях юга СССР [Линевский, 1958], приведен яркий пример трассирования на глубине плоскости неотектонически активного надвига по наблюдениям за характерными осложнениями при бурении (внезапные повышения давления на насосах, затяжки инструмента и т. п.) и сделан обобщающий вывод о том, что пластовое давление воды, нефти и газа является одним из элементов горного давления, которое резко возрастает в местах современных тектонических движений и напряжений, где вместе с ним резко возрастает также и пластовое давление флюидов вплоть до АВПД.

В другой работе, специально посвященной обвалам пород при бурении — постоянным спутникам АВПД в глинистых толщах, —

автор после исчерпывающего анализа технических и геологических условий обвалов пришел к выводам, что «во всех случаях обвалов решающей причиной осложнения являются напряжения в породе»... и что «здесь громадное значение имеют тектонические нарушения, заключающиеся.... в повышенной напряженности породы вследствие тектонических процессов» [Шамсиев, 1955]. Следовательно, современные тектонические напряжения играют ведущую роль в развитии обвалообразования (и АВПД) в глинистых толщах, слагающих неотектонически активные структуры.

Из всего сказанного о характерных осложнениях при бурении на месторождениях с АВПД вытекает, что они так же, как и внезапные выбросы угля и газа на шахтах Донбасса, имеют в основном неотектоническую природу и отражают современную тектоническую мобильность структур и динамический режим пластовых флюидов (т. е. АВПД).

Приведенные данные показывают тесную связь АВПД и сопряженных с ним признаков современной и недавней восходящей миграции флюидов с молодыми и современными процессами тектогенеза во всем их многообразии.

Современные тектонические движения имеют колебательный характер, что подтверждается и приведенными выше данными и хорошо увязывается с пульсационным (периодическим) характером современной восходящей миграции флюидов на месторождениях с АВПД.

Из геологических сопоставлений намечается, что формирование АВПД в залежах средней структурно-литологической зоны месторождений происходит в основном при воздействии молодых и современных тектонических дифференцированных подвижек земной коры, в то время как АВПД глубинных залежей большой высоты в нижней структурно-литологической зоне месторождений возникает и поддерживается в значительной мере путем периодического притока новых порций газа в эти залежи. Разумеется, в природе происходит и смешанное влияние этих двух причин на формирование АВПД, но в залежах каждой структурно-литологической зоны, по-видимому, преобладает все же одна из причин.

Природа АВПД в месторождениях альпийских подвижных зон

Итак, природа АВПД залежей альпийских подвижных зон определяется следующей суммой фактических типовых особенностей АВПД [Ашикеев, 1963], хорошо увязывающихся с изложенными выше теоретическими предпосылками.

1. Контроль АВПД в пределах структур месторождений характеризуется чрезвычайно мощными (обычно 1000 м и более) толщами непроницаемых для флюидов пород (глин, галогенных отложений и т. п.). Эти толщи играют роль мощных покрывок для крупных газовых и нефтяных залежей с АВПД, заключенных под их подошвой, а также содержат многочисленные мелкие залежи с АВПД (см. рис. 26).

Месторождения с АВПД, по-видимому, всюду располагаются в зонах современных и новейших контрастных тектонических движений коры, например, в зонах неотектонически активных глубинных разломов фундамента, перекрытых мощными толщами-покрывками осадочного чехла.

2. Приуроченность АВПД внутри указанных мощных толщ-покрывок к разного рода мелким литологически и тектонически ограниченным преимущественно нефтяным и водяным залежам, «запечатанным» в *локальных гидродинамически закрытых структурах-ловушках* [Линецкий, 1961], а под подошвой толщ-покрывок — к крупным газовым, газоконденсатным и нефтяным залежам весьма большой высоты, которые тоже могут быть относительно изолированными от региональных артезианских гидродинамических систем, например, нефтяные залежи в трещиноватых известняках верхнего мела в Восточном Предкавказье: Карабулак-Ачалуки, Заманкул и др. [Меркулов, Янкевич, 1961, стр. 216; Галимов, 1962]. Контурные воды глубинных крупных газовых и газоконденсатных залежей в районах грязевого вулканизма (Карадаг и др.) бывают, по-видимому, малоподвижными и не связанными с напорными гидродинамическими системами.

3. Ярко выраженная упругость нефтяных и водяных скоплений с АВПД, заключенных в гидродинамически изолированных структурах, что выражается характерными признаками *замкнуто-упругого режима* [Щелкачев, 1959, стр. 12] при их разработке.

4. Резкие колебания градиента аномально высокого *водяного давления* * при его заметном росте с глубиной и превышении в целом среднего геостатического градиента (см. рис. 27).

5. Аномально высокое водяное давление иногда достигает и превосходит величину геостатического давления (см. табл. 1), а *избыточное давление* [Еременко, 1961, стр. 167, 181] довольно часто, по-видимому, несколько превышает величину геостатического давления.**

6. Восходящая миграция флюидов из залежей с АВПД сквозь толщи-покрывки, широко развитая как в недавнем прошлом, так и в настоящее время.

7. Тесная корреляция проявлений АВПД и восходящей миграции флюидов со всеми процессами современного и новейшего тектогенеза (сейсмические и вековые дифференцированные подвижки земной коры, грязевой вулканизм, растущие соляные купола и другие формы диапиризма), устанавливающаяся в пространстве, во времени и в скоростях в масштабах регионов и локальных структур.

Действительно, как показано выше, наблюдается приуроченность скоплений нефти и газа в альпийских подвижных зонах

* Под термином «водяное давление» автор подразумевает пластовое давление в любой точке водяных залежей или на водяном контакте нефтяных и газовых залежей.

** На водяном контакте, в нижних частях таких высоких залежей водяное давление может и не отклоняться от нормального гидростатического.

к неотектонически активным структурам: грязевым вулканам, соляным куполам и т. д. Геодезическими, геоморфологическими, сейсмологическими и другими наблюдениями здесь устанавливаются непрерывные дробно дифференцированные новейшие и современные движения структурных массивов коры. Скорости этих движений достигают 10—15 мм и более в год. Оказывается, что эпицентры большинства землетрясений здесь мелкофокусные (до 10 км) и в большей части приурочиваются к тем же структурам и глубинам, что и нефтяные залежи, отражая происходящие здесь интенсивные контрастные современные движения, выражающиеся в современном росте складок, обновлении разрывов и т. д. Высокая тектоническая мобильность коры, и в том числе нефтеносных осадочных толщ, в новейший и современный этап геологической истории вызывает высокую динамичность нефтяного флюида в них, особенно в местах контрастных движений, что и выражается признаками вертикальной миграции флюида из залежей и наличием АВПД в залежах.

8. Специфический колебательный, пульсационный характер современных и новейших процессов тектогенеза, современной и новейшей восходящей миграции флюидов и современного градиента АВПД, наблюдаемых на месторождениях.

Эта сумма закономерностей заставляет принять, что АВПД флюидов в рассмотренных залежах альпийских геоструктур является функцией процессов тектогенеза, причем функцией, в основном, наиболее поздних, в том числе современных тектонических процессов. В самом деле, природная сила, которая за короткий срок (на глазах человека) поднимает величину водяного давления в залежах выше геостатического, может являться лишь геотектонической по природе и, разумеется, современной (а не геологически древней) по времени ее эффективного влияния. Сам характер роста АВПД в глубь литологически однородных толщ земной коры — незакономерные колебания АВПД по величине при общем росте градиента АВПД, обгоняющем рост градиента геостатического давления — также соответствует лишь характеру проявления сил неотектогенеза, в особенности характеру деформаций упругих флюидонасыщенных резервуаров под воздействием неравномерных дифференцированных колебательных современных тектонических движений. Современная и недавняя восходящая миграция флюидов сквозь толщипокровышки, причинно сопряженная с АВПД и коррелирующаяся с новейшими и современными процессами тектогенеза в пределах альпийских геоструктур, есть результат совпадения здесь целого ряда природных факторов, из которых главные определяются неотектоникой (градиенты давления флюидов, обновляющиеся разломы, зоны трещиноватости и другие пути миграции флюидов сквозь литологические «барьеры», эндогенные силы, периодически пополняющие энергетические балансы процессов и пр.).

Пульсационный характер современной восходящей миграции флюидов отвечает колебательному характеру процессов современ-

ного тектогенеза и современного состояния АВПД, что также подтверждает их генетические связи.

С другой стороны, всему приведенному систематизированному фактическому материалу не соответствует идея о том, что наблюдаемое ныне АВПД в залежах альпийских геоструктур «унаследовано» от ранних этапов геологического развития толщ и структур, содержащих залежи с АВПД.

Коренные несоответствия вскрываются при рассмотрении каждой конкретной гипотезы, основанной на этой идее. Например, самая распространенная гипотеза о том, что АВПД флюидной залежи возникло в давно прошедшие геологические времена под влиянием быстрого прироста осадков и сохраняется поныне благодаря геостатическому давлению, вызывает следующие возражения:

а) Если бы природа АВПД определялась геостатическим давлением, которое равномерно нарастает с глубиной (что подтверждается, например, плавным характером кривых «уплотненность глин — глубина»), то: 1) в равных условиях изоляции залежей (например, внутри однородной глинистой толщи с линзовидными залежами) наблюдалось бы преимущественно плавное, а не случайно колеблющееся изменение АВПД с глубиной. На всех рассмотренных месторождениях внутри толщ-покровышек залежи на определенной глубине в одинаковых тектонических условиях имеют примерно равную степень изоляции, между тем величины АВПД в них резко различны; 2) рост градиента АВПД с глубиной должен был быть не только плавным, но и параллельным росту градиента геостатического давления внутри однородной структурно-литологической зоны (см. рис. 27) и, таким образом, АВПД никогда не должно превышать величину геостатического давления, что вытекает также из математических расчетов [Boots, 1951]. Однако в действительности в равных условиях (литологии и пр.) АВПД растет с глубиной гораздо скорее, чем геостатическое давление и нередко АВПД превышает геостатическое давление по абсолютной величине; 3) современная вертикальная миграция флюидов, прямо отражающая современное состояние АВПД, не имела бы колебательного, пульсационного характера, если бы она обуславливалась только лишь геостатическим «выжиманием», «выдавливанием» флюидов из осадочных толщ земной коры.

б) Если считать, что единственной причиной наблюдаемого ныне АВПД является прирост веса осадочной колонны над залежью, происходивший в прошлые геологические времена, то возникает невязка (логическая коллизия), так как прирост осадков над всеми разбуренными залежами с АВПД давно уже закончился и с тех пор действуют факторы, уничтожающие АВПД (прежде всего вертикальная миграция) и одновременно с этим залежи подвергаются мощному воздействию неотектогенеза, который тоже влияет на пластовое давление флюидов. Спрашивается, какой же из двух, допустим, равномо-щных факторов — давно исчезнувший или действующий

поныне — надо считать ведущей причиной современного состояния АВПД. Ответ в пользу неотектогенеза очевиден.

Яркий пример этой логической коллизии отмечен в следующей критической заметке геологов: «... для сохранения аномального давления необходимо постоянно поддерживать его, чего можно добиться за счет увеличения горного давления, происходящего, например, при погружении данного участка земной коры. Однако в некоторых залежах нефти и газа, сообщающихся с поверхностью, аномальное пластовое давление сохраняется и после прекращения прогибания (например, в залежах нефти и газа в майкопской серии на месторождениях Дыш, Ключевое и Ново-Дмитровское продуктивные горизонты I и II в районе Нефтегорска сообщаются с дневной поверхностью)... Б. А. Тхостов не объяснил причин, обуславливающих сохранение повышенных пластовых давлений на перечисленных месторождениях» [Живица, Коротков, Шарданов, 1961]. По-видимому, объяснить эти причины можно только при учете влияния современного тектогенеза, весьма активного в регионе, где расположены перечисленные месторождения.

в) Против существенной связи между АВПД и гравитационным уплотнением глинистых пород говорит также и то, что такое уплотнение происходит повсюду, но АВПД встречается сравнительно редко, спорадически, даже и в условиях однородных регионально развитых глинистых толщ [Lees, 1951]. Кроме того, таким уплотнением вряд ли можно объяснять формирование АВПД в водяных и нефтяных залежах среди галогенных отложений, трещиноватых известняков и туфов, а также и в «палеозойских полностью консолидированных отложениях» [Линецкий, 1961].

г) Гравитационным уплотнением трудно объяснить также и зональное распределение залежей с АВПД, например, в Примексиканской краевой впадине, в Предкарпатском прогибе, в Предкавказье, в Месопотамской впадине и в других местах.

Всем изложенным материалом и многими критическими замечаниями [Линецкий, 1961; Кок, Thomeer, 1955; и др.] доказывается также несостоятельность объяснений природы АВПД с позиций и других, менее распространенных, гипотез «ретроспективного» направления геологической мысли: гипотезы «артезианской» природы АВПД; гипотезы «фоссилизированной» природы АВПД; гипотезы «остаточной» тектонической природы АВПД и др. * Поэтому здесь мы не будем повторять и развивать уже имеющуюся в литературе критику этих гипотез.

Заметим, что гипотезы второго (неотектонического) направления геологической мысли о природе АВПД отражают или самые общие черты, или отдельные звенья развиваемой нами концепции и все в нее полностью укладываются.

* В литературе также рассмотрена и показана незначительная роль при формировании АВПД таких факторов, как биохимический, температурный, цементация пористой среды и др.

Вся совокупность проанализированных материалов подводит нас к следующему объяснению природы АВПД в месторождениях альпийских подвижных зон.

АВПД возникает в процессе современной и недавней затрудненной преимущественно восходящей миграции флюидов сквозь флюидоупорные мощные толщи-покрышки, вызываемой, главным образом, воздействием сил неотектогенеза на упругие залежи флюидов. Намечаются два разных геологических механизма такого воздействия.

Притоки в залежи новых порций газа и конденсата, что особенно наглядно происходит в районах грязевого вулканизма. Этот механизм наиболее полно осуществляется в преимущественно газовых залежах нижней структурно-литологической зоны месторождений, где АВПД создается в виде избыточного давления вследствие большой высоты газовой залежи (Карадаг и др.).

Неравномерные сжатия замкнуто-упругих нефтяных и водяных залежей при всех видах неотектонических подвижек. Этот механизм, очевидно, действует во всех залежах с АВПД средней структурно-литологической зоны месторождений. Можно полагать, что он имеет место и в залежах жидкостей нижней зоны, например, в нефтяных залежах среди трещиноватых известняков верхнего мела в Восточном Предкавказье (Карабулак-Ачалуки, Заманкул и др.). Им обычно является тот или иной механизм новейшего и современного складкообразования осадочных толщ, заключающих залежи. Примером может служить дисгармоничная *складчатость нагнетания* [Белоусов, 1962], характерная для пластичных толщ предгорных прогибов альпийских геосинклинальных областей, в частности, для майкопской свиты Терско-Сунженской нефтеносной области Восточного Предкавказья.

Оба механизма повышают пластовое давление флюидов (иногда даже выше геостатического), что способствует вместе с другими сопряженными факторами (обновлением разломов, раскрытием трещин и т. п.) восходящей миграции флюидов сквозь толщи земной коры (в активизированных ее участках) от глубины залегания очагов нефтегазообразования до поверхности.

Колебательность, пульсационность всех современных и новейших тектонических процессов определяет соответствующий колебательный, прерывисто-непрерывный, пульсационный характер возбуждаемой ими восходящей миграции флюидов на месторождениях с АВПД. В этом процессе восходящей миграции упругая залежь с АВПД представляет собой промежуточную инстанцию. Поэтому очевидно, что в каждой такой залежи в последовательные отрезки времени ее существования могут чередоваться оба механизма создания АВПД (— приток новой порции флюида — упругое сжатие, сопровождаемое перетоком — и т. д.); при этом в промежуточные моменты времени механизм поддержания АВПД в залежи бывает, очевидно, смешанным. В целом все это может быть названо упруго-пульсационным механизмом миграции флюидов в земной коре.

Величина АВПД в каждой залежи, очевидно, не остается постоянной во времени, но непрерывно колеблется в соответствии со всем характером процесса и в определенных условиях на какой-то момент времени может превысить величину геостатического давления. Это выражается колебательным скачущим современным градиентом АВПД, нарастающим с глубиной и превышающим в целом величину среднего геостатического градиента (см. рис. 27).

Таким образом, АВПД является элементом, функцией упруго-пульсационного механизма восходящей миграции флюидов сквозь мощные флюидоупорные толщи-покрышки, вызываемой силами неотектогенеза в специфических геологических условиях, определяющих очень большую высоту нефтегазовых скоплений или относительно повышенную их изолированность. Последнее характерно также для водяных скоплений с АВПД. Другими словами, можно сказать, что АВПД возникает в водяных и нефтегазовых «запечатанных» залежах или в нефтегазовых залежах весьма большой высоты под воздействием неотектонических процессов как дислокационных (все виды движений коры), так и эманационных (грязевой вулканизм).

Следовательно, АВПД появляется в верхних разбуренных частях земной коры в результате спорадического получения флюидными скоплениями дополнительных запасов упругой энергии, представляющей собой по существу преобразованную энергию неотектогенеза, и в этом смысле АВПД есть отражение эндогенной энергии глубоких недр.

Описанные выше типовые геологические механизмы преобразования энергии неотектогенеза в упругую энергию флюидных скоплений на месторождениях с АВПД будут конкретизироваться, уточняться и дополняться в зависимости от дальнейших успехов неотектоники и нефтяной геологической науки, особенно ее нефтегазопромыслового и бурового отделов.

Подчеркнем, что АВПД в нефтеводяных залежах проявляется лишь при одновременном осуществлении трех главных условий: упругости залежи, ее относительной замкнутости и воздействия на нее сил неотектогенеза. Если одно из условий отсутствует или недостаточно эффективно выражено, то и АВПД не может возникнуть. Это отчетливо видно на конкретном геологическом материале тех месторождений альпийских подвижных зон, где нефтеводяные залежи имеют нормальное или даже пониженное пластовое давление.

1. На месторождении Ла Паз-Мара в Западной Венесуэле (рис. 36) в процессе разработки выявлено два структурно-литологических и соответственно гидродинамических «этажа»: нижний — в трещиноватых метаморфических и магматических породах фундамента, представляющих собой по существу одну массивную практически мало упругую залежь с гравитационным режимом эксплуатации, и верхний — в пористых и трещиноватых известняках, залегающих непосредственно на фундаменте, содержащий заметно разобщенные скопления нефти с признаками относительно замкнутого упругого их режима. Между «этажами» констатирована затрудненная

гидродинамическая связь. Начальное пластовое давление в верхнем (упругом) «этаже» немного превышало норму, а в нижнем (малоупругом) оно было несколько меньшим, так что градиент давления был направлен от упругого «этажа» вниз, к малоупругому, и в этом направлении, следовательно (из известняков в фундамент), перетекали (мигрировали) флюиды к началу разработки [Mc Naughton, 1953].

Таким образом, по-видимому, отсутствие двух условий: хорошей упругости и замкнутости залежи в нижнем этаже (по сравнению

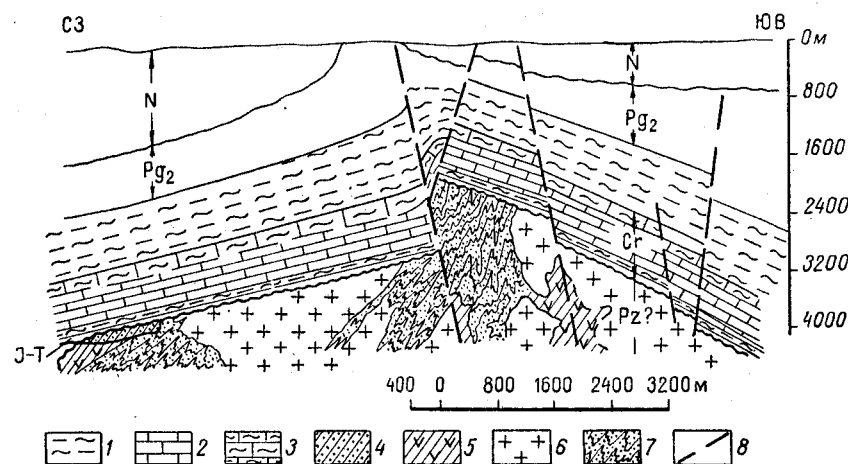


Рис. 36. Геологический разрез нефтяного месторождения Ла Паз, Западная Венесуэла (по данным Smith, 1956, стр. 383, фиг. 2).

1 — глинистые сланцы; 2 — известняки; 3 — мергели; 4 — кварцитовидные песчаники; 5 — порфириды; 6 — граниты фундамента; 7 — метаморфические породы; 8 — разломы.

с верхним) привело здесь к отсутствию АВПД и к наличию пониженного пластового давления. Последнее в данном случае сопряжено с нисходящей миграцией флюидов в момент вскрытия залежи. Важно отметить, что развитые на месторождении значительные поверхностные высачивания нефти свидетельствуют о наличии также и восходящей миграции из упругих залежей в трещиноватых известняках. Восходящая миграция здесь (как и всюду) была несомненно обусловлена повышенным пластовым давлением в упругих залежах, которое и было отмечено в начальный период разработки. Характерный скачкообразный «разброс» величин повышенного пластового давления в залежах среди известняков и другие черты показывают, что генезис АВПД здесь, как и в других местах альпийских подвижных зон, определяется неотектогенезом.

На этом великолепном примере особенно заметна различная роль неотектогенеза по отношению к формированию пластового давления в различных условиях.

В нижней малоупругой массивной залежи с гравитационным режимом среди жестких трещиноватых метаморфических и магматических пород все нарушения пластового давления при неотектонических подвижках быстро выравниваются путем незатрудненного перетока жидкости по зияющим сообщающимся трещинам. Вместе с тем подвижки приводят к увеличению объема трещинного пространства в фундаменте, что способствует дальнейшему понижению пластового давления. Здесь неотектогенез приводит к понижению пластовому давлению.

В замкнуто-упругих залежах среди известных верхнего «этажа» скорости выравнивания нарушенного пластового давления (путем затрудненной как восходящей, так и нисходящей миграций флюида), по-видимому, относительно ниже скоростей неотектонических подвижек и потому там тот же по интенсивности неотектогенез приводит не к понижению, а к поддержанию повышенного пластового давления. Вместе с тем в упругом, пропитанном нефтью известняковом резервуаре* под воздействием колебательных неотектонических движений происходит непрерывное «перекачивание» нефти, а также и «выталкивание» ее вниз, в раскрывающиеся трещины фундамента, и вверх, в перекрывающие (упругие или менее упругие) пласты, где она продолжает мигрировать таким же способом вверх и в других направлениях и, наконец, частично высачивается на поверхность.

Следовательно, в малоупругой залежи с неограниченным так называемым жестководонапорным или гравитационным режимом пластовое давление может перераспределяться быстрее, чем оно «нагнетается» неотектоническими подвижками, и поэтому в ней не возникает АВПД.

2. Поэтому-то, видимо, и нет АВПД в нефтяных залежах Марокканских месторождений Сиди-Фили, Блед Дефа и других, хотя весь район относится к подвижной альпийской и даже сейсмической зоне; ибо эти залежи также располагаются в жестком трещинном метаморфическом и магматическом фундаменте и имеют жестководонапорный режим эксплуатации [Ларденуа, Леви, Раметт, 1959].

3. С другой стороны, на Северном Сахалине, как известно, современный тектогенез относительно слабо проявлен [Рудич, 1961], и этим, вероятно, объясняется то, что там пластовые давления даже и в достаточно изолированных залежах (среди глинистых пород) не превышают гидростатическое [Меркушев, 1961].

4. Бросается в глаза отсутствие АВПД в связи с соляными куполами Эмбенского района, хотя они и растут в настоящее время не

менее интенсивно, чем купола Техаса и Луизианы в США. Это вполне объясняется большой редкостью на Эмбе хорошо изолированных «чисто литологических залежей» [Айзенштадт, 1956], а также сравнительно малой мощностью на куполах непроницаемых пород кепрока [Батурин, 1947]. Показательно, что когда была встречена залежь, приуроченная к кепроку большой для Эмбы мощности (месторождение Карачунгул), то она дала и высокодебитный фонтан нефти при обилии наружных признаков нефтяных высачиваний [Авров, Буялов и др., 1935], т. е., по-видимому, имела АВПД.

Приведенные примеры хорошо согласуются с предложенным нами истолкованием природы АВПД, служат подтверждением и некоторым расширением этого истолкования.

Итак, главными факторами, обуславливающими появление АВПД в месторождениях альпийских подвижных зон, являются процессы неотектогенеза, воздействующие на упругие достаточно изолированные флюидные залежи путем как упругого неравномерного сжатия этих залежей, так и инжектирования в них новых порций флюидов под более высоким давлением. По-видимому, ведущее влияние оказывают процессы современного тектогенеза: землетрясения, вековые движения земной коры, современная соляная тектоническая активность (и другие формы диапиризма), грязевой вулканизм.

В нижней зоне месторождений в громадных по высоте газоконденсатных и нефтяных залежах под мощными толщами-покрышками АВПД создается преимущественно через механизм избыточного давления, т. е. путем притока новых порций газа, конденсата и легкой нефти в высокие ловушки. А внутри мощных толщ-покрышек (в средней зоне месторождений) в относительно мелких «запечатанных» залежах АВПД возникает и существует как под влиянием неотектонических деформаций замкнутых упругих флюидных скоплений, так и в результате «прорывов» в них новых порций флюидов из залежей нижней зоны, а также при спорадических перетоках флюидов внутри толщ-покрышек между заключенными в них залежами.

Очевидно, АВПД возникает лишь в тех участках земной коры, где осуществляется сочетание благоприятных геологических условий, обуславливающих большую высоту залежи или ее повышенную изоляцию, и интенсивных неотектонических процессов, в настоящее время воздействующих на эту залежь и обуславливающих питание ее флюидами. Подобное сочетание условий осуществляется далеко не везде и не часто, чем и объясняется сравнительная редкость АВПД даже и в подвижных альпийских геоструктурах.

* Большая упругость залежей в известняках, чем в подстилающих породах обусловлена, по-видимому, иным характером трещиноватости (отсутствием в известняках зияющих трещин), а также и большей упругемкостью известняков по сравнению, например, с гранитами [Беликов, 1961]. Отметим также, что известняки примерно в два раза легче деформируются, чем граниты [Беликов, 1961].

Глава IV

АВПД НА ПЛАТФОРМАХ

В данной работе мы не ставим задачи подробного рассмотрения геологии АВПД платформенных месторождений. Укажем лишь в порядке сопоставления самые главные черты геологии и особенности АВПД следующих наиболее известных платформенных месторождений: Шебелинского в СССР [Воробьев, Вороной, 1961; Еременко, 1961₂], Лакк * во Франции [Berger, 1955; Hirtz, 1956], Ист-Вессон в США [Donnelly, 1947], северной части ФРГ [Thomeer, 1955; Thomeer, Bottema, 1961] и Хасси-Мессауд в Алжире [Lapparent, Albert, 1960; Жокель, 1961].

Во всех перечисленных месторождениях самым существенным, выдающимся геологическим элементом являются мощнейшие толщи-покрышки, сложенные в основном галогенными или известняково-мергельными породами или глинами. Под этими толщами заключены газоносные этажи иногда очень большой высоты (свыше 1000 м), имеющие в верхних частях АВПД газа и сложенные песчаниками карбона и перми под глинисто-ангидритовой толщей-покрышкой на Шебелинке (рис. 37); платтен- и хаупт-доломитами под мощной толщей каменной соли на месторождениях в северной части ФРГ, трещиноватыми известняками и доломитами юры и неокома под мощной толщей плотных глин и мергелей на месторождении Лакк (рис. 38); пермскими песчаниками и пористыми доломитами под мощной галогенной покрышкой на месторождении Ист-Вессон (рис. 39), кембрийскими песчаниками под мощной юрско-триасовой глинисто-галогенной покрышкой на месторождении Хасси-Мессауд.

Этаж газоносности под галогенной покрышкой на Шебелинском месторождении имеет высоту 1100 м, причем газовые горизонты по всей этой высоте гидравлически связаны между собой и представляют единую массивную залежь с общим плоским контактом газ — вода на

* Месторождение Лакк расположено в северных предгорьях Пиренеев на границе эпигерцинской платформы с альпийской складчатой областью и, судя по последним данным [Нов. нефт. тех., Геология, 1960, № 9, стр. 43; Газовое дело, 1963, № 10, стр. 71], может быть отнесено к погребенным антиклинальным структурам переходного так называемого геосинклинально-платформенного типа, к которым относятся, например, по данным А. И. Цатурова, Моздокская, Червленая, Галюгаевская и тому подобные структуры Восточного Предкавказья [Геология нефти и газа, 1962, № 5, стр. 21—22].

глубине — 2280 м [Белов и др., 1961] *. Возможно, что и на других месторождениях газовые залежи с АВПД в пределах крупных этажей газоносности сообщаются между собой, чем и определяется избыточное давление газа в верхних частях этажей. Такая незатрудненная гидравлическая связь наблюдается во всем громадном опробованном объеме газовой залежи на месторождении Лакк (см. рис. 38 и 40).

По направлению к нижним частям газовых этажей наблюдается закономерное уменьшение АВПД газа иногда вплоть до нормальной

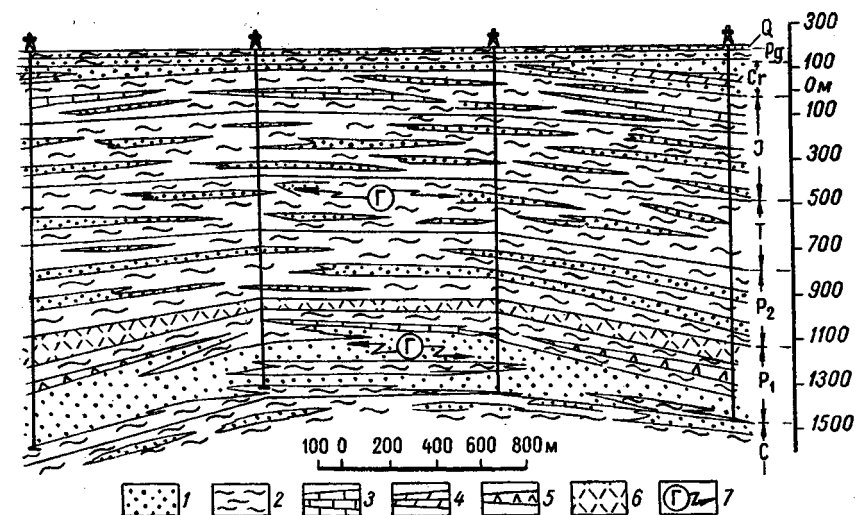


Рис. 37. Геологический разрез Шебелинского газового месторождения, Украина, СССР (по данным Балуховского, 1959, стр. 88, рис. 2; Белова и др., 1961, стр. 562—569).

1 — песчаники; 2 — глины; 3 — известняки; 4 — мергели; 5 — ангидриты; 6 — галогенные породы; 7 — газовые скопления; P₁ — свита медистых песчаников и ангидритово-соленосная толща.

АВПД связано с массивно-пластовой газовой залежью большой высоты под глинисто-галогенной покрышкой ангидритово-соленосной толщи и имеет градиент избыточного давления (см. рис. 41).

величины, например, на Шебелинском месторождении (рис. 41), т. е. в этом случае АВПД является по природе своей избыточным давлением. Однако, есть основание думать, что на месторождении Лакк, например, водяное давление на газовой контакте, который здесь не достигнут из-за большой глубины (см. рис. 40), все же аномально высокое [Hubbert, Rubey, 1959].

* Эту залежь на Шебелинском месторождении и подобные ей залежи предложено также называть «массивно-пластовыми», так как они соединяют в себе особенности залежей массивного и пластового типов, представляя собой «ряд пластовых резервуаров, соединившихся по тектоническим нарушениям или зонам трещиноватости и образовавших единую гидродинамическую систему с общим газо- или нефтеводным контактом» [Воробьев, 1962].

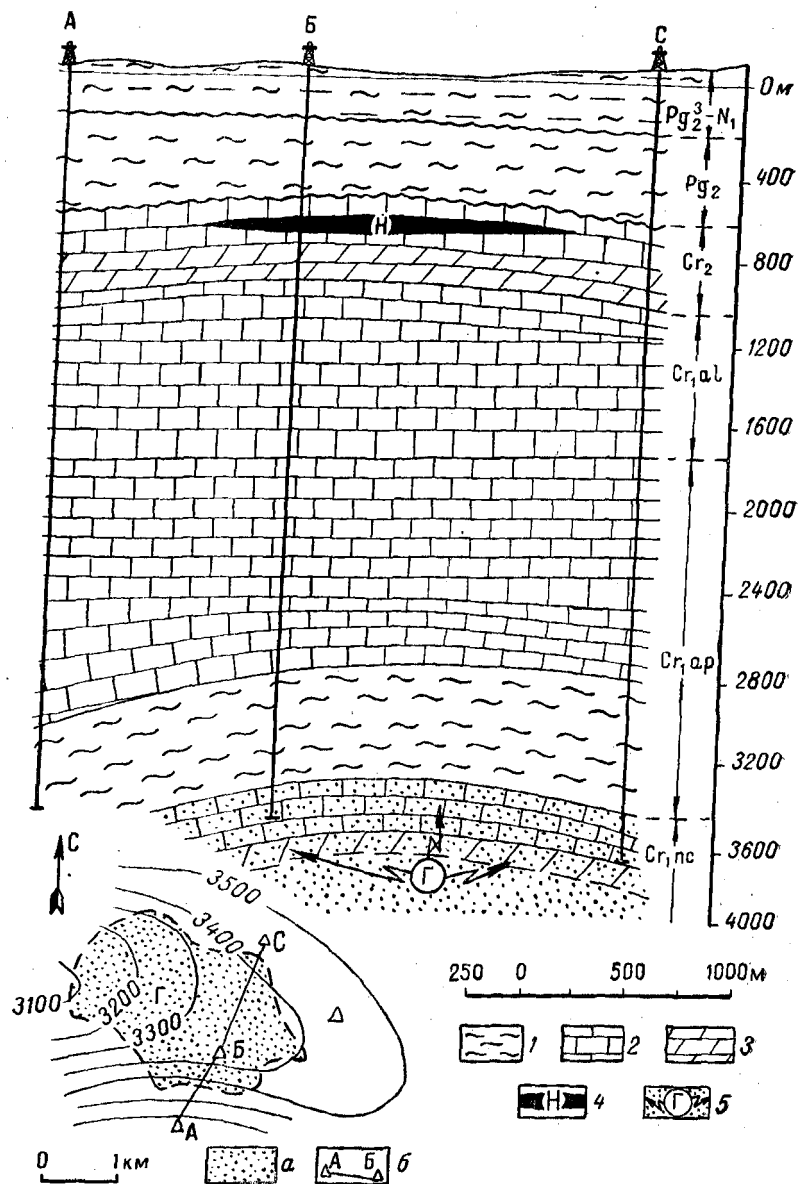


Рис. 38. Геологический разрез и план газового месторождения Ллак, Франция (по данным Hirtz, 1956, стр. 271, фиг. 6; Berger, 1955).

1 — глины и плотные мергели; 2 — известняки; 3 — доломиты; 4 — нефтяная залежь; 5 — газовая залежь; а — изогипсы по кровле неосома; б — линия разреза.

АВПД связано с массивной газовой залежью большой высоты в трещиноватых известняках и доломитах неосома под мергелистой покрывкой апта и имеет градиент избыточного давления (см. рис. 40).

Можно видеть, что перечисленные газовые этажи, имеющие АВПД, по их геологической позиции в структуре месторождений (под мощными толщами-покрывками) соответствуют залежам нижней структурно-литологической зоны рассмотренных выше месторождений альпийских подвижных зон.

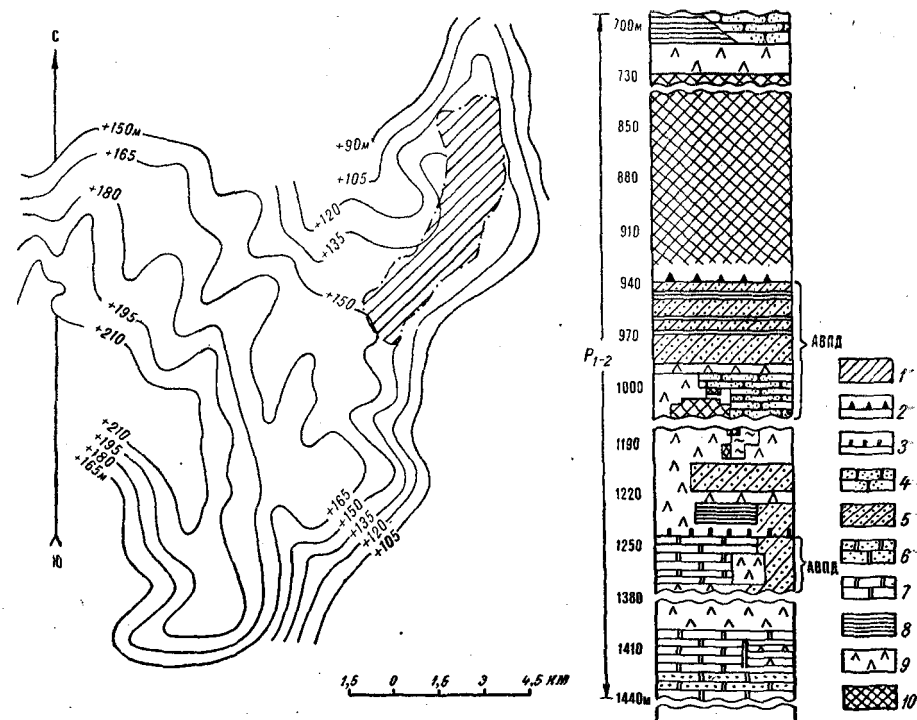


Рис. 39. Газовое месторождение Ист-Вессон в Западном Техасе, США. Структурный план по кровле песчаника ейтс и литологический разрез пермских отложений (по данным Donnelly, 1941, стр. 1181—1182, фиг. 1, 2).

1 — участок распространения АВПД и осложнений при бурении; 2 — кровля песчаника ейтс; 3 — кровля бурого известняка; 4 — песчаник; 5 — красноцветный кварцевый песчаник; 6 — песчаный доломит; 7 — пористый доломит; 8 — пестрые глинистые сланцы; 9 — ангидрит; 10 — соль.

АВПД проявлено на небольшом участке в пределах площади месторождения под подошвами мощных галогенных толщ-покрывок.

Внутри галогенных, известняково-доломитовых и глинистых толщ-покрывок в линзовидных проницаемых прослоях и в трещиноватых участках заключены относительно мелкие водяные и газодляные залежи, а также скопления сырого пластичного глинистого материала в северной части ФРГ [Thomeer, 1955; Thomeer, Bottema, 1961]. Все эти залежи имеют АВПД и ярко выраженный замкнуто-упругий режим; причем по вертикали и по горизонтам наблюдается характерный «разброс» значений АВПД от залежи к залежи, что при бурении проявляется выбросами и поглощениями утяжеленного

бурового раствора, выдавливанием пластичного материала в ствол скважины и т. п.

Совершенно очевидно, что залежи с АВПД внутри толщ-покрышек рассматриваемых платформенных месторождений соответствуют

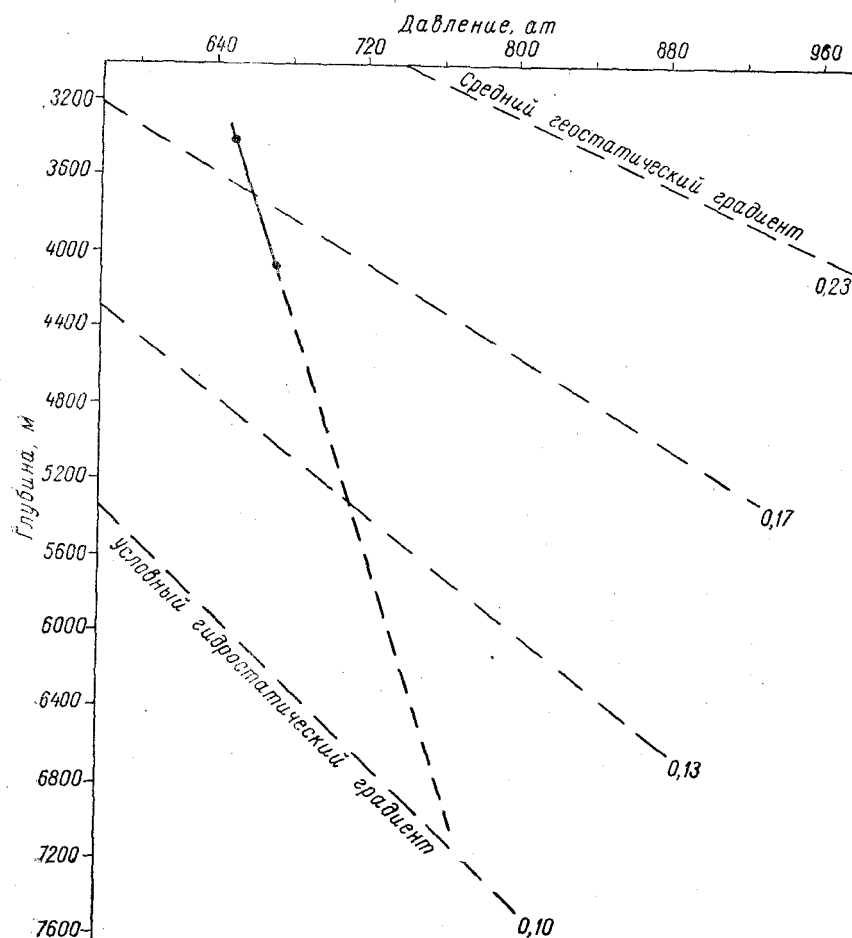


Рис. 40. Изменение АВПД по высоте газовой залежи нижнего этажа месторождения Лакк, Франция (по данным Berger, 1955, стр. 1454, фиг. 1).

таким же залежам средней структурно-литологической зоны месторождений альпийских подвижных зон.

На этих платформенных месторождениях также наблюдаются четкие признаки восходящей миграции флюидов сквозь толщ-покрышки, причинно сопряженной с АВПД, например, на Шебелинке [Зарицкая, Зарицкий, 1962; Лондон, 1962; и др.]. Пути миграции служат зоны сбросовых нарушений и трещиноватости,

рассекающие покровы. Указывается, что восходящая миграция газа протекает и в настоящее время [Воробьев, Вороной, 1961].

На месторождении Ист-Вессон АВПД приурочено к вытянутой полосе в осевой части структурного «носа» (см. рис. 39) и связано

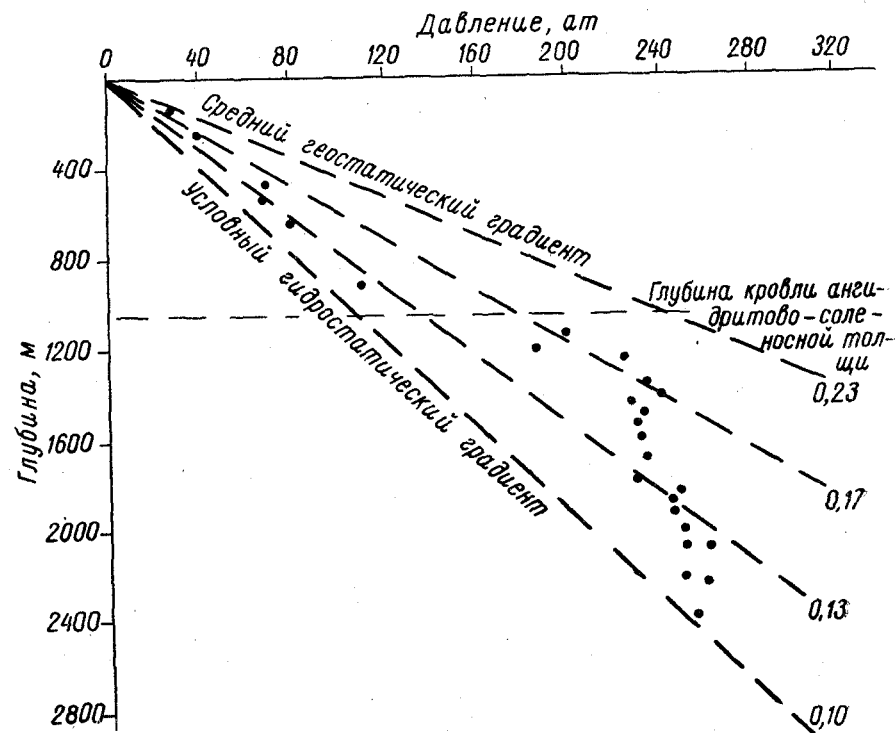


Рис. 41. Изменение АВПД по высоте газовой залежи нижнего этажа Шебелинского газового месторождения, Украина, СССР (по данным Еременко, 1961, стр. 177, рис. 78; Иванца, Луговой, 1963, стр. 52).

с притоками азотного газа (97%) с примесью углеводородов, по-видимому, по зоне крупного нарушения.

Неотектонические подвижки в структурах платформенных месторождений с мощными соляными толщами выражаются, главным образом, явлениями соляной тектоники, причем отмечается неравномерность современного роста штоков и наибольшая неотектоническая активность соляных структур в зонах региональных разломов на севере ФРГ [Иллис, 1957]. В Днепровско-Донецкой впадине отмечены погружения соляных куполов, начавшиеся еще в третичное время [Китык, Браиловский, 1962], а также причинная связь между тектоническими движениями и ростом соляных куполов [Билык, 1962].

В региональной структуре платформ такие месторождения как Лакк, Ист Вессон, Шебелинское и в северной части ФРГ, по-видимому, приурочены к крупным разломным дислокациям, которые

обладают весьма повышенной неотектонической подвижностью. Примером является Днепровско-Донецкая грабеновая впадина, где расположено Шебелинское месторождение. По своей мобильности, по огромной глубине прогибания, по ступенчато-глыбовому характеру глубинной тектоники и по ряду других признаков такие участки платформ, как Днепровско-Донецкая впадина, по-видимому, являются близкими к геосинклинальным зонам земной коры [Борисов, 1962]. Громадные глубины прогибания и высокая неотектоническая активность характерны также для районов месторождений в северной части ФРГ и месторождения Лакк. По-видимому, месторождения Лакк, Шебелинское, Ист Вессон и в северной части ФРГ приурочены к таким же высоко подвижным зонам платформ, какой является «солянокупольная геосинклиналь Голф-Кост» [Carsey, 1950] в Примексиканской краевой впадине.

Все изложенное дает основание полагать, что в указанных платформенных месторождениях АВПД возникает также под влиянием процессов современного и молодого тектогенеза, как это выше описано для месторождений альпийских подвижных зон, т. е., по-видимому, на платформенных месторождениях в громадных по высоте этажах газоносности под галогенными и другими толщами-покрышками АВПД поддерживается преимущественно за счет притока новых порций газа и конденсата, а в мелких водяных и нефтегазовых залежах внутри толщ-покрышек механизм АВПД регулируется в основном неравномерными сжатиями отдельных упругих залежей дифференцированными напряжениями, развивающимися внутри толщ, деформируемых соляными куполами, разрывными дислокациями и пр. Все эти сопряженные явления, в том числе и АВПД, здесь тоже имеют непрерывно-прерывистый пульсационный характер, задаваемый их неотектонической первопричиной. Это подтверждают и приведенные материалы.

На платформах встречаются также залежи с аномально низким пластовым давлением. Интересно, что в одном из районов (Амарилло-Техас Панхэнди, США) пониженным пластовым давлением обладает явно неупругий коллектор, сложенный гранитной щебенкой [Levorsen, 1956] и, по-видимому, по своим гидродинамическим свойствам аналогичный трещиноватым гранитным и метаморфическим породам фундамента на месторождениях Марокко и на месторождениях Ла Паз-Мара в Западной Венесуэле.

В другом случае вся совокупность обширных геологических и гидрогеологических данных по большому району приводит автора к предположению о том, что пониженное давление в глубинном резервуаре, имеющем региональное распространение, может быть обусловлено его упругим расширением в результате уменьшения геостатической нагрузки [Russel, 1961].

Все это, по-видимому, показывает, что для выяснения природы также и аномально низких пластовых давлений обещающим является путь изучения упругости резервуаров вообще и относительной упругости смежных резервуаров в особенности.

Глава V

О ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ АНОМАЛИЯХ, СВЯЗАННЫХ С АВПД

Над многими структурами рассмотренных нами месторождений с АВПД выявлены положительные геотермические аномалии — над антиклинальными структурами Апшерона [Мехтиев, 1946] и Предкавказья СССР [Бедчер, 1959; Дубинский, 1959; Красковский, Мехтиев, 1946; Шайдеров, 1929], Калифорнии (Darton, 1920), Восточной Венесуэлы [Funkhouser, Sass, Hedberg, 1948]; над соляными куполами Техаса, США [Hawtof, 1930] и т. д.

Вопрос о природе этих аномалий сложен, однако очень вероятно, что они определяются в основном факторами современного тектогенеза и, возможно, являются в какой-то мере результатом теплового эффекта, развивающегося в породах под влиянием тектонических напряжений над интенсивно растущими в настоящее время структурами, а также под влиянием тепловой энергии глубоких недр, привносимой флюидами. Не вдаваясь в обсуждение всей сложной проблемы, отметим лишь некоторые геологические обстоятельства, подтверждающие такое предположение.

1. При переходе с Русской платформы в Предкавказский прогиб наблюдается не только двух-трехкратное уменьшение средней геотермической ступени, но и резкий скачкообразный «разброс» величин геотермического градиента от места к месту внутри передового прогиба и альпийской геосинклинальной области. Причем в региональном плане здесь наблюдается определенная зональность распределения температур, хорошо согласующаяся с тектоническими структурами разных порядков. Так, «все крупные тепловые аномалии... легко увязываются с определенными геоструктурами Кавказского простираения» — антиклиналями Терского и Сунженского хребтов и т. д. [Дубинский, 1959]. Аналогичная картина намечается для других альпийских подвижных геоструктур Земли [Ван-Орстранд, 1949].

2. Каждая крупная тектоническая структура в Предкавказье и, по-видимому, во всей Средиземноморской геосинклинальной области, а также, вероятно, и каждая отдельная локальная структура имеет свою индивидуальную температурную обстановку. Так, при совмещении структурно-тектонических и геотермических данных видно, что активные сводовые поднятия (растущие и в настоящее время)

во всей северной периферии альпийской Средиземноморской геосинклинальной области характеризуются повышенным темпом нарастания температуры с глубиной, хотя их температуры в приповерхностных горизонтах могут быть различными, а иногда и низкими [Дубинский, 1959].

3. Весьма важно в этой связи следующее открытие, убедительно доказываемое громадным уникальным геологическим материалом: различные по величине средние геотермические градиенты в разных районах Донбасса четко коррелируются с интенсивностью современных тектонических движений (напряжений), прослеживаемых по структурам второго, третьего и более высоких порядков, вплоть до узколокальных зон нарушений в шахтах, опасных по выбросам угля и газа. Так, в Центральном и Донецко-Макеевском районах Донбасса, где наиболее интенсивен современный рост структур и где развиты внезапные выбросы, средний геотермический градиент на $3-5^{\circ}\text{C}$ выше, чем в Курахово-Муравьевском и других районах, где нет внезапных выбросов и современный тектогенез не активен. Причем в зонах активного неотектогенеза прямыми инструментальными наблюдениями в шахтах установлено, что источниками повышенного теплообразования являются локальные зоны интенсивных неотектонических напряжений в горном массиве [Шатилов, 1962]. Таким образом, здесь видно, что один и тот же механизм сжатия современными тектоническими силами упругих газонасыщенных пластов порождает в них как положительные аномалии температуры, так и АВПД газа, причем оба эти явления представляют собой по существу две формы единого процесса перераспределения упругой энергии в подземном массиве пород, содержащих флюиды.

4. Воздействием неравномерных по своему характеру сил неотектогенеза (в том числе и восходящих горячих флюидов), порождающих неодинаковые по интенсивности локальные источники тепла, можно объяснить в принципе многочисленные случаи неравномерного изменения геотермического градиента в одинаковых литологических и других геологических условиях земной коры, например, «на Ново-Дмитровском, Калужском и Ключевом месторождениях майкопские отложения имеют одинаковый разрез и залегают на близких глубинах (1830—1915 м), но сильно различаются по геотермическому градиенту» [Бедчер, 1959]. Этот и многие аналогичные факты можно объяснить неравномерными притоками тепла вместе с флюидами из более глубоких недр или возникновением локальных источников тепла разной интенсивности в связи с современным ростом структур, имеющем разную активность у разных структур. С притоками горячих высоконапорных глубинных флюидов и с неотектоническими подвижками структур связаны и неравномерные по величине АВПД флюидных залежей; АВПД как раз и имеет место в толще майкопа на упомянутых выше трех месторождениях.

5. Громадный фактический материал по более чем 500 скважинам Пешельброннского района на Рейне показывает, что положительные температурные аномалии приурочены к зонам разломов и к горстовым

поднятиям [Haas, Hoffman, 1929]. Исходя из материалов Донбасса, причину следует искать в дифференцированных неотектонических подвижках, порождающих неравномерный современный рост структур, который доказан, например, для соляных куполов в северной части ФРГ [Иллис, 1957] и несомненно характерен также и для других ее грабенов. Так, в Лейнском грабене установлены признаки интенсивной четвертичной соляной тектоники и молодые подвижки грабеновых блоков [Вундерлих, 1957].

Неравномерные колебания температур в земной коре, конечно, могут быть обусловлены не только ростом структур, но также и другими процессами неотектогенеза. На Апшероне, например, бурением доказана приуроченность зоны аномально повышенных температур к грязевому вулкану [Овнатанов, 1962]. Несомненно, большую роль в формировании повышенных геотемператур в верхних частях литосферы играют горячие глубинные воды, как агенты, распространяющие повышенные температуры в земной коре [Огильви, 1959]. Современная вулканическая и поствулканическая деятельность влияет на температурный режим горячих вод в земной коре, что устанавливается, например, для fumarольных полей Эльбруса [Масуренков, Пантелеев, 1962; и др.].

Обстоятельное комплексное исследование [Джибути, 1962] убеждает в том, что в разбитых тектоническими разломами структурах Западной Туркмении основным фактором в выносе и перераспределении тепла по площади и по разрезу нефтегазоносного бассейна, т. е. фактором, определяющим локальные и региональные тепловые аномалии, являются восходящие высокотемпературные глубинные хлоридно-гидрокарбонатно-натриевые воды. В местах, где глубинные высокотемпературные воды внедряются по крупным зонам разломов и по жерлам грязевых вулканов в более высокие горизонты разреза бассейна, они создают очень ярко выраженные зоны тепловых аномалий.

Все приведенные здесь и многие другие данные не согласуются с распространенной гипотезой о формировании положительных температурных аномалий над антиклиналями и соляными куполами в результате «пертурбации» этими структурами равномерного теплового потока, идущего из глубины сквозь верхние части земной коры. Основанные на этой идее обобщающие геометрические и математические построения [Ковнер, 1941; Корытникова, 1943] оказываются абстрактными и неприменимыми к большой массе разнообразных конкретных геологических фактов. Последние укладываются лишь в представления о неравномерных по интенсивности источниках тепла в земной коре, порождаемых процессами неотектогенеза; причем, судя по материалам Донбасса, можно думать, что такие источники могут возникать под влиянием современных стрессов в самих изучаемых структурах на глубинах, достигнутых бурением, в виде локальных зон и участков повышенной напряженности пород, где механическая упругая энергия сжатия пород частично преобразуется в тепло путем релаксации [Ребиндер, 1958].

Геотемпературные аномалии, термальные источники и пр., приуроченные к зонам неотектонически активных глубинных разломов, например, на Минераловодском выступе в Предкавказье, отражают притоки тепла из недр вместе с флюидами.

Итак, весь имеющийся материал дает основания считать, что АВПД флюидов и многие положительные аномалии температур в земной коре могут быть порождены одной общей причиной — совокупностью процессов неотектогенеза в земной коре.

Температурные аномалии распространены гораздо шире, чем АВПД флюидов, очевидно, потому, что для их возникновения под воздействием сил неотектогенеза не требуется столь сложных и редко осуществляющихся сочетаний прочих геологических условий, необходимых для АВПД. Поэтому в каждом случае АВПД можно ожидать встретить и температурную аномалию, но не наоборот, как показали наблюдения.

Формы проявления в природе генетических связей геотемператур с процессами неотектогенеза несомненно чрезвычайно разнообразны и многосложны, о чем можно судить уже по самому многообразию неотектонических процессов. Исследование и доказательство этих генетических связей во всевозможных формах их проявления составят содержание отдельной ветви геологии, которая должна расти и развиваться параллельно и в тесной увязке с направлением, изучающим АВПД флюидов в земной коре. На этом пути уже в самом начале намечаются новые аспекты интерпретации некоторых типовых явлений. Так, например, можно думать, что очень существенную роль в формировании тепловых аномалий в недрах месторождений с АВПД играют термодинамические процессы фазовых превращений газоконденсата при резких неотектонических колебаниях АВПД в крупных газоконденсатных скоплениях. Такое заключение напрашивается из сопоставления следующих двух фактов.

При эксплуатации глубоких газоконденсатных залежей с АВПД на месторождениях Техаса и Луизианы, США, установлено выделение тепловой энергии и повышение температуры при снижении давлений от начальных пластовых (около 650—700 ат) до примерно 350 ат, а при дальнейшем понижении давления наблюдалось, как обычно, понижение температуры флюида [Tharp, Bailey, 1956]. Такое выделение тепла при понижении давлений в высоком их диапазоне имеет регулярный характер, получает термодинамическое обоснование и поддается инженерным расчетам и предсказаниям, хорошо оправдывающимся на практике (там же); газоконденсат при этом распадается на жидкую, газовую и твердую (парафиновую) фазы, обнаруживая значительное содержание тяжелых углеводородов (там же), т. е. дает погоны легкой парафинистой нефти.

Все крупные скопления газоконденсата и легких (обычно парафинистых) нефтей в глубоких частях месторождений с АВПД обычно всегда характеризуются повышенной «прогретостью» (положительными температурными аномалиями).

Учитывая реальное существование пульсационных прорывов флюидов из крупных глубинных залежей сквозь толщи-покрышки, т. е. значительные колебания АВПД в недрах, быстро распространяющиеся на крупные массы газоконденсатов в нижней зоне месторождений, нужно считать неизбежным при этом и выделение больших количеств тепла из расширяющихся крупных газоконденсатных масс, выделяющих легкую парафинистую нефть и прогревающих вмещающие горные массивы, о чем, по-видимому, и говорят два сопоставленные выше массовые типовые явления.

Газоконденсат приносит с собой из глубины как бы конденсированную тепловую энергию, которая латентно накапливается в крупных массах флюида под покрышками и периодически излучается в окружающие породы при неотектонических колебаниях АВПД в залежах, при которых газоконденсат претерпевает фазовые расщепления, прогревая пути своей восходящей миграции, стенки и покрышки своих крупных резервуаров.

Толщи-покрышки (II зона) на месторождениях с АВПД (см. рис. 26) одновременно являются и теплоизолирующими экранами, аккумулирующими тепло, излучаемое в них из масс флюидов. Это видно из того, что внутри этих толщ (например, внутри майкопской толщи Восточного Предкавказья) всюду на месторождениях с АВПД резко укорачивается геотермическая ступень по сравнению с подстилающими и перекрывающими их толщами. Иначе говоря, геотермический градиент внутри толщ-покрышек (II зона) нарастает ускоренно (и неравномерно) по сравнению с верхней (III зоной). В этом проявляется его тесная корреляция с градиентом АВПД (см. рис. 27), указывающая на то, что как АВПД, так и многие геотемпературные положительные аномалии возникают в процессе вертикальной восходящей миграции флюида с высокой внутренней энергией сквозь толщи-покрышки, являющиеся одновременно теплоаккумулирующими толщами-экранами. Таким образом, такие тепловые аномалии, как и АВПД, говорят о неотектонической «жизни» углеводородных скоплений, о продолжающихся современных процессах их эволюции.

Глава VI

О ФОРМИРОВАНИИ, ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С АВПД

Исследование неотектонической природы АВПД позволяет рассматривать в новых аспектах основные вопросы формирования нефтяных и газовых месторождений с АВПД.

1. Упруго-пульсационный, прерывисто-непрерывный, квантовый характер вертикальной миграции газонефтяного флюида из глубинных газоконденсатных залежей сквозь мощные флюидоупорные покрывки, наблюдаемый в разбуренном диапазоне месторождений с АВПД, хорошо объясняет «разброс», видимую «хаотическую» неравномерность гидродинамических, геотермических, геохимических явлений в связи с распределением и состоянием флюидных скоплений в недрах этих месторождений.

Самые общие контуры схемы миграции углеводородных флюидов в месторождениях с АВПД альпийских подвижных зон могут быть намечены в следующем виде (см. рис. 26).

В громадных по высоте залежах нижней структурно-литологической зоны месторождений под мощными флюидоупорными толщами-покрывками накапливаются все новые и новые порции газа, газоконденсата или легкой нефти, всплывающие к своду при оттеснении воды вниз, что приводит к повышению избыточного давления в своде структуры до величины, близкой к геостатическому давлению. Притоки углеводородных флюидов поступают в залежь, по-видимому, в нижней ее части у водяного контакта, где давление может быть близким к нормальному гидростатическому для данной глубины (месторождения Карадаг, Шебелинское). В некоторых случаях залежь может быть изолированной в трещиноватом массиве известняков и иметь малоподвижные контурные воды с АВПД (месторождение Карабулак-Ачалуки). В этом случае проникновение новых порций флюида в залежь происходит, по-видимому, по дизъюнктивам и зонам трещиноватости из более глубоких очагов нефтегазообразования.

В связи с колебательными новейшими и современными вертикальными движениями блоков фундамента, сопровождающимися притоками новых порций флюидов, повышается пластовое давление в деформируемых высоких залежах нижней зоны, толща-покрывка периодически нарушается над этими залежами в области свода структуры с наибольшим избыточным давлением, и дискретные квантовые порции флюида проникают по раскрывшимся трещинам внутрь этой толщи (в среднюю структурно-литологическую зону месторождений),

где и локализуются в относительно мелких замкнутых резервуарах (пористые линзы в глинах или в каменной соли и т. п.).

Продолжающиеся тектонические движения, выражающиеся в развитии складчатости толщ-покрывок, их нагнетании в своды структур, диапировом выжимании и т. д., приводят к неравномерным сжатиям и упругим деформациям замкнутых скоплений флюидов, к уменьшению проницаемости сжимаемых пород вокруг залежи. Поэтому величина АВПД в такой залежи в каждый момент будет определяться сложным сочетанием величины стресса на залежь, скорости профильтровывания флюида в окружающую толщу и т. д., и в общем случае АВПД будет различным в каждой залежи, колеблющимся, «разбросанным» от залежи к залежи. Внутри толщ-покрывок АВПД мелких залежей может намного превосходить избыточное давление в своде высоких структур нижней зоны (например, месторождения Карабулак-Ачалуки, СССР, Южного Ирана и некоторые др.), ибо в залежах внутри толщ-покрывок АВПД определяется в основном интенсивностью современного складкообразования последних. Таким образом, можно думать, что механизм АВПД в залежах средней зоны месторождений — это в основном механизм современного складкообразования и деформирования мощных толщ-покрывок (в том числе и кепрока соляных куполов, а также самой соли, когда в них содержатся скопления высоконапорных флюидов — рапы, газов и т. д.).

Мобильность масс пород толщи-покрывки естественно обуславливает и динамику заключенных в них скоплений флюидов, их дальнейшее движение по направлениям наименьших сопротивлений. Такие направления создаются в местах локального растяжения и разрывообразования, о чем свидетельствуют макро- и микросейсмь и т. д.

В геометрии нефтеносных структур среди таких направлений преобладают вертикальные и наклонные. Поэтому порции флюидов перетекают, «продавливаются» в пластической среде путем диффузии, фильтрации и упруго-фильтрационных «прорывов», преимущественно в восходящем направлении.

По-видимому, распространенным механизмом пульсационной вертикальной миграции флюида являются «вспышки» трещинообразования, вызванные гидрорасклиниванием и подвижками на контакте пластичной и относительно жесткой породы (например, на контакте коллектора и покрывки), и образование вследствие этого резкого перепада давлений между «вакуумом» во внезапно раскрывшейся трещинной полости и АВПД в замкнуто-упругом флюидном скоплении, получившем сообщение с раскрывшейся «вакуумной» полостью, в которую мгновенно выталкивается (засасывается) флюид. Под влиянием колебательных неотектонических напряжений такие гидропрорывы, пульсации флюидов продолжают происходить, сочетаясь с усилениями и ослаблениями диффузии и фильтрации из залежей, насыщая структуру снизу вверх по разрезу.

Сопряженные с этими гидропрорывами мгновенные скачкообразные расширения глубинного газоконденсата будут сопровождаться на высоких энергетических уровнях (при понижениях давлений

примерно до 350 ат) выделением тепловой энергии из конденсирующейся фазы [Tharp, Bailey, 1956], что, по-видимому, во многом и определяет возникновение положительных локальных температурных аномалий (температура до +150° С и выше), наблюдаемых на всех месторождениях с АВПД внутри толщ-покрышек или под их подошвой в тесной связи с крупными скоплениями газоконденсатов и легких парафинистых нефтей.

Крупные массы газоконденсата в нижней зоне месторождений реагируют на колебания АВПД в высоком энергетическом диапазоне (например, от 1000 до 350 ат) помимо излучения тепла, вызывающего контрастную «прогретость» вмещающих толщ также еще и выделением легкой парафинистой нефти, которая образуется, вероятно, в пласте при фазовых превращениях конденсата. Это заключение подкрепляется открытием в газоконденсатных пластах связанной нефти, которая при достижении определенной концентрации приобретает подвижность [Дурмишьян, 1963] и несомненно мигрирует вместе с конденсатом вверх в толщу-покрышку. Внутри последней квантовые порции конденсата в процессе пульсационной миграции расщепляются на газовую и жидкую фазы и также прогревают вмещающие породы при понижениях АВПД примерно до 350 ат.

Дальнейшие расширениядвигающихся углеводородных флюидов (при пластовых давлениях ниже 350 ат) будут сопровождаться, как обычно, охлаждением расширяющихся масс, т. е. понижением их температуры.

Очевидно, что резкие перепады давлений и температур неизбежно вызовут наряду с фазовыми превращениями конденсата также и разнообразнейшие спектры диспропорционирования водорода в выделяющихся жидких продуктах разной степени полимеризации и конденсированности.

Таким образом, из газоконденсата будут сформированы легкие парафинистые нефти *, основные компоненты которых и в том числе парафин, тяжелые углеводороды, по-видимому, существуют в газоконденсатах глубоких залежей, как это установлено при эксплуатации таких залежей в Луизиане, США (Tharp, Bailey, 1956; и др.).

В процессе миграции флюидов очень активно будут протекать ионообменные реакции между полимеризующимися нефтяными углеводородами с одной стороны, и породами, минерализованными водами и пр., с другой; несомненно громадное влияние окажут каталитические воздействия глин и других пород, особенно при диффузионном способе миграции, а также начнется окисление углеводородов пластовыми водами.

Протеканию всех этих процессов будет способствовать еще и громадная общая площадь соприкосновения углеводородных флюидов

* По данным Р. М. Новосилецкого, залежи легкой светлой нефти в верхних этажах месторождений Предкарпатья возникли в результате вертикальной миграции жирных газов из глубоких газоконденсатных залежей с АВПД, продолжающейся в настоящее время [Геология и нефтегазоносность территории УССР. Тр. УкрНИГРИ, вып. 5, М., Гостоптехиздат, 1963, стр. 104].

с окружающими средами благодаря циркуляции мелких порций углеводородов сквозь толщ-покрышки.

Скорости протекания всех этих природных процессов, судя по ряду аналогий и сопоставлений, отнюдь не должны быть геологически длительными, но они вполне соизмеримы с современными тектоническими, нефтепромысловыми и промышленными нефтехимическими процессами.

С намеченной геологической канвой эволюции нефти в глубоких недрах месторождений с АВПД хорошо увязывается следующее заключение [Обрядчиков, 1946, стр. 43]: «То, что химический состав нефтей зависит от температурных условий (притом весьма кратковременных) в пласте при ее образовании, может объяснить разнообразие в свойствах нефтей часто в пределах одного района (например, разнообразие в свойствах бакинских нефтей)».

Последние экспериментальные работы советских исследователей [Жузе, Юшкевич, Ушакова, 1963; и др.] показывают, что в присутствии тяжелых углеводородов в газоконденсатной форме могут существовать и смолистые компоненты нефтей при таких давлениях и температурах, которые наблюдаются в глубоких разбуренных недрах месторождений с АВПД.

Все это вкупе с геологическими фактами заставляет думать, что глубокие этажи месторождений с АВПД и являются теми очагами, где обитает кайнотипная нефть.

В обрисованном процессе восходящей миграции этой нефти приобретенные ею изменения будут накапливаться, осредняться в разных объемах при слияниях отдельных порций ее, и в результате таких смешений будут формироваться разности нефтей данного месторождения. «Пестрота» составов нефтей и соотношений количеств воды, нефти и газа, их «перемешивание» в отдельных залежах и по разрезу толщ-покрышек, мощные зоны эмульсии в водонефтяных залежах, наблюдаемые на месторождениях с АВПД, по-видимому, и являются следствиями обрисованных процессов, протекающих и в настоящее время.

Таким образом, вероятно, что упруго-пульсационный механизм АВПД и восходящей миграции углеводородных флюидов сквозь толщ-покрышки является одновременно и термодинамическим, физико-химическим механизмом формирования разностей нефтей и газов; иначе говоря, состав углеводородных флюидов формируется из исходного газоконденсата в процессе их многоактного пульсационного «прокачивания» сквозь глубинные мощные толщ-покрышки, вызываемого колебательными тектоническими деформациями этих толщ, интенсивно развивающимися также и в настоящее время. В этом проявляется единство и взаимосвязь главнейших геологических факторов (покрышка, тектоническая подвижка, АВПД, геотемпературная аномалия и др.), определяющих формирование залежей нефти и газа в глубоких структурах месторождений неотектонически активных зон земной коры.

Проникнув описанным выше образом сквозь глубинные мощные толщ-покрышки, нефть и газ попадают на некоторых месторожде-

ниях в близповерхностную III зону, где бывают широко развиты боковые артезианские потоки вод. Здесь углеводородный флюид тратит свою высокую упругую энергию, ибо свободно размещается в просторных ловушках с хорошей гидродинамической сообщаемостью и с водоупорным режимом. Причем газовые и нефтяные скопления здесь часто оказываются пространственно разобщенными, ибо после их фазового разделения на глубине, пути их восходящей миграции сквозь толщи-покрышки во многом «расходятся» из-за их разной проникающей способности.

В III зоне широко развиты процессы окисления и бактериального изменения нефти, здесь нефти «дозревают» и приобретают палеотипный облик. Если же III зона на месторождении отсутствует и кайнотипная легкая высокопарафинистая нефть прорывается сквозь толщу-покрышку прямо на дневную поверхность, то в приповерхностной зоне в результате быстрого выделения легколетучих из нефти выпадает парафин, дающий озокеритовые жилы. Химический состав таких углеводородных образований характеризуется относительной «недоразвитостью», «замороженностью» состава компонентов и их сочетаний.

Словом, все основные, видимые нам закономерности из разных областей геологии и геохимии нефти естественно увязываются в стройную систему упруго-пульсационного процесса восходящей миграции флюидов на месторождениях с АВПД.

Конечно, намеченная схема отражает лишь общие тенденции в геологических метаморфозах нефтяного флюида. Природные процессы разнообразней и сложнее. В частности, глубинный этаж месторождения может состоять из нескольких высоких залежей, разделенных мощными толщами-покрышками, и тогда, естественно, все вышеописанные процессы и механизмы восходящей миграции будут многостадийно повторяться, приводя ко все большему усложнению геологической картины и формированию в широком диапазоне глубин все более разнообразных смесей природных углеводородов и других флюидов.

Все эти представления весьма вероятны. Они по существу не выходят за границы приведенных в работе фактических геологических наблюдений в разбуренном диапазоне земной коры, а также физических и химических закономерностей, учитываемых существующими теориями миграции. В то же время энергетическая сторона упруго-пульсационного механизма миграции обеспечена гораздо надежнее, чем, например, гравитационного механизма миграции.

Прямым подтверждением пульсационного распространения в земной коре флюида (гидротермального) являются широко известные телескопированные и эшелонированные рудные залежи, представляющие собой как бы «слежки» пульсирующего во времени и пространстве процесса миграции гидротерм, механизм которого сводится к многократному возобновлению трещинообразования в земной коре и соответственно градиентов давления гидротермального флюида, обуславливающих многоактное перемещение его по системам раскрывающихся трещинных полостей [Бетехтин, 1955]. По-видимому, и

гидротермальный и нефтяной флюиды подчиняются в условиях земной коры (в верхних ее частях) одним и тем же законам физики и подвергаются аналогичным тектоническим воздействиям. Поэтому можно думать, что и механизм миграции является во многом для них общим [Чирвинский, 1952; Аникиев, 1963₂; Пospelов, 1963₁, 1963₂]. К сожалению, нефтяной флюид по сравнению с рудным оставляет меньше вещественных следов («слепок») своей миграции или их реже фиксируют по условиям наблюдений. Наблюдения над озокеритовыми жилами на хорошо разведанном Бориславском месторождении привели автора [Копыстанский, 1959] к представлению о прерывистом (пульсационном) характере вертикальной миграции нефти, чем подтверждается мысль об общности механизма миграции и нефтяного и гидротермального флюида в верхних частях земной коры.

Представление об упруго-пульсационном механизме вертикальной миграции флюидов идет на смену распространенным среди нефтяников взглядам, подразумевающим движение флюида по разрывам как по трубам, каждая из которых «подключена» своим верхним концом лишь к одному пласту-коллектору в разрезе. Новое представление, вытекающее из комплексного обобщения разносторонних геолого-промысловых, тектонических и других данных, ближе отвечает объективной действительности; оно позволяет объяснить и увязать между собой гораздо больший круг геологических условий формирования залежей и приблизиться к полному разрешению ключевой проблемы нефтяной геологии — проблемы формирования многопластовых и многоэтажных нефтяных и газовых месторождений; оно принесет существенную практическую помощь в деле поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

2. В тесной связи с вышеизложенным находится наш вывод о трех основных типах вертикальной зональности распределения флюидов по разрезу месторождений нефти и газа: *гравитационная зональность*, *хроматографическая* и *пульсационная*. Зональность каждого типа формируется в результате преобладания одного определенного механизма вертикальной миграции флюида: гравитационного разделения, диффузии или пульсационных квантовых гидропрорывов (см. рис. 26).

В целом всю пеструю и, на первый взгляд, незакономерно хаотичную гамму соотношений флюидных скоплений, наблюдаемую обычно на месторождениях с АВПД и возникающую под воздействием колебательных, пульсационных тектонических движений, вызывающих квантовые перетоки флюидов, удобно именовать термином *пульсационная зональность*, обозначая им по существу те отклонения от обычной, *гравитационной зональности* (внутри резервуара), которые обусловлены рельефно выраженной пульсационной вертикальной динамикой флюида в виде квантовых перетоков.

Уже и в первом приближении можно видеть, что в глубоких (газоконденсатных) этажах месторождений (в I и II зонах) пульсационная зональность формируется в основном за счет внутренних спон-

танных превращений газонефтяного флюида, т. е. прежде всего за счет фазовых превращений конденсата; в то время как в верхних этажах (в III зоне), где агрессивны воды и другие факторы гипергенного изменения, пульсационная зональность будет отражать уже как внутренние, так и наложенные внешние (гипергенные) изменения нефтегазовых флюидов. Там обычно и наблюдается в альпийских геосинклинальных месторождениях самая «пестрая» картина соотношений нефтегазовых и водяных флюидов: «перемешивание» разновидностей нефтей, «пестрота» газовых шапок, газовых факторов, соотношений флюидов в залежах, их режимов и пр. Иногда в приповерхностной зоне месторождений наблюдается особенно тесное совмещение, наложение пульсационной зональности гипергенного и глубинного (или «спонтанного») типов.

Примером может служить совмещение близ поверхности кировых потоков, тяжелых нефтей (продукты гипергенной пульсационной зональности) и озокеритовых залежей, парафинистых неизмененных нефтей, газов и даже конденсатов (продукты «спонтанной» пульсационной зональности). Такое совмещение на сближенных уровнях резко различных по глубинности их изменений продуктов — продуктов приповерхностных гипергенно измененных, т. е. палеотипных (кир, тяжелая нефть) и продуктов глубинных, еще почти не затронутых гипергенезом, т. е. кайнотипных (легкая парафинистая нефть) — такое их тесное пространственное совмещение удобно именовать *телескопированием*, поскольку этот термин уже давно употребляется в геологии для обозначения полностью аналогичных соотношений продуктов рудоносных флюидов.

Следует отметить, что в процессе пульсационной вертикальной миграции газонефтяных флюидов по разрезу обычно происходит опережение жидких нефтяных углеводородов газовыми, в результате чего в разрезе многих месторождений можно наблюдать тяготение залежей сухого газа к ловушкам относительно более высоким, а нефтей — к более глубоким. Происходит как бы процесс *хроматографирования** углеводородов по разрезу. Поэтому вполне резонно для анализа явлений ввести понятие о хроматографической зональности. Очевидно, понятие *хроматографическая* зональность является антитезой термина *телескопирование* (в первом случае флюиды и их продукты «растянуты» по разрезу; во втором они сближены в горизонтальной плоскости, наложены друг на друга, как мазки краски на картину).

Понятно, что в разрезе среднего месторождения можно обычно наблюдать и хроматографическую зональность, и гравитационную, и пульсационную. Первая определяет как бы общую «правильность» размещения нефтяных и газовых масс в разрезе по их подвижности и проникающей диффузионной способности (сухой газ вверх, нефть ниже); вторая — отражает распределение флюидов по их удельному

весу внутри залежей (вода, нефть, газовая шапка); третья объясняет фактически наблюдаемые отклонения от хроматографической и гравитационной зональности, особенно частые и ярко выраженные в месторождениях неотектонически мобильных геосинклинальных областей, где колебательная мобильность современного тектогенеза очень интенсивна и вызывает ясно выраженную пульсационную динамику флюидов.

Широко известные примеры хроматографической зональности, вызванной вертикальной фильтрацией флюидов под давлением, имеются в Сураханском районе на Апшероне, где сверху вниз по разрезу наблюдается такое распределение: газы, светлые легкие нефти и, наконец, черные нефти — родоначальники светлых нефтей и газов.

Типичная картина пульсационной зональности нефтяных скоплений на фоне хроматографического разделения нефти и газа по разрезу наблюдается, например, на месторождении Вентура-Авеню в Калифорнии, где в верхах разреза залегают газ, а ниже, в коллекторах тектонических блоков, незакономерно чередуются по вертикали скопления воды, легких и тяжелых нефтей, что, по-видимому, коррелируется со «скачками» бурного и совсем недавнего (плиоцен-четвертичного) продолжающегося поныне роста структуры.

Еще более разительная картина пульсационного распределения флюидов по тектоническим блокам, находящимся и сейчас в движении, описывается в месторождении Ла Бреа Париньяс (Перу), где в смежных блоках газ залегают ниже нефти, газовые горизонты чередуются с водяными и нефтяными, а между водой и нефтью встречаются «переходы» эмульсии мощностью до 300 м [Travis, 1953]. Эти неустоявшиеся эмульсионные зоны между водой и нефтью — яркое свидетельство нарушения гравитационной зональности пульсационными инъекциями флюида в залежь, происходившими совсем недавно и происходящими возможно и сейчас, в силу чего флюиды не успевают гравитационно сепарироваться в залежи.

Наблюдаемое на некоторых наших азербайджанских месторождениях закономерное утяжеление нефтей с глубиной при ближайшем рассмотрении всегда оказывается не таким уж и выдержанным, но «разбросанным», скачкообразно меняющимся по вертикали и по пласту, что несомненно есть следствие пульсационной вертикальной миграции нефти по разрывам в коллектора тектонических блоков.

Озокеритовые залежи, характерные для месторождений с АВПД, представляют собой следы «извержений» парафинистых нефтей из недр этих месторождений на поверхность. Пульсационность этих «извержений» великолепно доказывается изучением озокеритовых залежей [Копытянский, 1959]. Причинами таких извержений несомненно являются пароксизмы неотектогенеза, порождающие АВПД флюида. Замечательно, что еще К. П. Калицкий связывал с неотектогенезом (с «постплиоценовой интрузией») излияния парафинистой нефти, давшей озокеритовые залежи на Челекене [Калицкий, 1917].

* Этот термин в том же смысле употребляется в нефтяной литературе, например в работах В. А. Соколова.

Заметим, что на платформах, где современные тектонические движения менее интенсивны, а главное, менее дифференцированы, пульсационная зональность флюидных масс в нефтяных и газовых месторождениях выражена слабо, хотя признаки ее имеются и там. Зато там очень четко выражена хроматографическая и гравитационная зональности (многопластовые месторождения на Русской платформе под галогенной толщей кунгура).

Сочетание процессов, приводящих к формированию этих трех типов зональностей, в общем виде объясняет весь круг явлений в соотношениях флюидных скоплений, неравномерности их изменений при общей направленной тенденции того или иного характера, которые наблюдаются в многопластовых месторождениях.

Нужно многократно подчеркнуть то обстоятельство, что разработка идеи о пульсационной зональности месторождений нефти и газа сулит большой практический эффект, возможно, не меньший того, который дала «гравитационная зональность» и основанная на ней гравитационная (антиклинальная) теория.

Необходимо разработать эту плодотворную идею самым верным и самым выигрышным для практики и для науки путем, путем обобщения обильных накопленных нефтепромысловых материалов «до уровня региональных закономерностей» (выражение Д. В. Дробышева) на фоне современных достижений региональной и общей геотектоники.

При изучении типов зональности нефтяных и газовых месторождений надо методически воспользоваться хорошо разработанными понятиями о типах вертикальной зональности рудных месторождений [Щербина, 1963; и др.], особенно низкотемпературных постскладчатых киноварных, полиметаллических и т. п. месторождений, ибо при ближайшем сопоставлении ясно видно, что факторы, влияющие на формирование зональности в верхних разбуренных этажах нефтяных и рудных месторождений, в основном одинаковы и их специфические различия несущественны.

3. Исследования по геологии АВПД позволяют сделать некоторый вклад и в разрешение дискуссионного вопроса о формировании многопластовых месторождений нефти и газа в процессе вертикальной их миграции по схеме «от свода складки к ее крылу» (например, по данным В. Б. Порфирьева) или «от крыла к своду» (например, по данным Н. А. Кудрявцева).

Известные нам обобщения нефтепромысловых данных по апшеронским и другим альпийским геосинклинальным месторождениям с АВПД говорят, что в разбуренном диапазоне их насыщение нефтью и газом происходило и происходит по первой схеме — от свода к крыльям. Об этом говорят такие факты, как приуроченность АВПД (отражающего современную вертикальную миграцию нефти, воды и газа) к сводам нефтегазоносных структур, где они наиболее интенсивно разбиты разломами; приуроченность к сводам, а точнее к эпиантиклинальным разрывам, целого ряда других аномалий, в том числе геотермических, парафиновых, гидрохимических и других,

свидетельствующих о восходящей миграции флюидов сквозь своды; прослеживаемое в некоторых случаях изменение нефтей по пласту, говорящее о притоках в этот пласт легких парафинистых нефтей из центральной части структуры от питающего разлома и об окислении, утяжелении этой нефти пластовыми водами на периферии (крыле) структуры и т. д.

Наглядным примером может служить месторождение Бибиэйбат. Здесь в сводовой части широкой антиклинали, интенсивно разбитой разломами, на фоне многопластовой вертикальной концентрации нефтегазовых масс устанавливается геохимическое единство нефтей по разрезу [Мустафаев, 1959], внедрение по разрывам в своде высокоминерализованных горячих глубинных вод под АВПД вплоть до верхнего отдела продуктивной толщи [Мустафаев и др., 1963], приуроченность к этим же разрывам геотермических положительных аномалий [Везир-Заде, Багаров, 1963], легких нефтей и т. д. Здесь же, на Бибиэйбате, великолепными наблюдениями доказывается пульсационный характер вертикальной миграции флюидов, ее многофазность [Мехтиев, Горин, 1961], что прекрасно согласуется с геохимической интерпретацией неравномерного изменения свойств нефтей с глубиной по отдельным пластам и тектоническим блокам, также сводящейся к представлению о цикличности, многофазности нефтенасыщения [Мустафаев, 1959, стр. 14], осуществляющегося через свод структуры.

Особенно ясно вырисовалось «центрально-радиальное» нефтенасыщение по разрывам в сводах азербайджанских месторождений в верхнем отделе продуктивной толщи, где резко исчезают признаки нефтенасыщения за контуром многопластового этажа.

Можно считать, что насыщение коллекторов в разрезе структур по схеме «от крыла к своду» доказано для ряда платформенных месторождений К. Б. Ашировым.

Нефтенасыщение по этой схеме «не запрещено», конечно, и для альпийских геосинклинальных месторождений с АВПД, но в последних оно чаще осуществляется по схеме «от свода к крылу» или «по всей площади структуры снизу».

По-видимому, та или другая схема питания определяется во многом тектоническим типом складки. Можно думать, что *штамповые складки* (по Брангулееву) платформ имеют наиболее нарушенные и потому проницаемые зоны по их периферии, в частности, вдоль крутого крыла, примыкающего к нефтегазоподводящему разлому и потому в них чаще осуществляется насыщение нефтью «от крыла к своду». Крутые же *складки нагнетания* (по Белоусову), разбитые радиальными сбросами, складки типа «разбитой тарелки» в альпийских геосинклинальных зонах, судя по прямым признакам восходящих потоков флюидов, имеют *центральный тип питания*, т. е. их нефтегазонасыщение происходит от свода к периферии или в основном по всей площади структуры снизу.

Для месторождений с АВПД в альпийских геосинклинальных зонах мы считаем наиболее распространенным и в большинстве слу-

чаев твердо установленным именно центральный тип питания. Однако мы вполне допускаем, что в коробчатых или штамповых складках, которые встречаются и в геосинклиналях, наиболее проницаемые вертикальные зоны могут локализоваться по периферии и определять тем самым их пропитывание нефтью и газом преимущественно от крыла к своду.

Следовательно та или другая схема насыщения нефтегазоносной структуры определяется тектоническим типом последней.

4. Утверждения многих теоретиков о преимущественно разрушающей, а не созидающей (нефтегазовые скопления) вертикальной миграции в сводах геосинклинальных структур и вытекающие отсюда логические возражения против формирования многопластовых месторождений по схеме «от свода к крылу» основаны во многом на распространенных представлениях о струйном течении вертикально мигрирующих флюидов по разломам в пластовый коллектор как по стволу скважины. Причем мыслится, что каждый такой «ствол» его верхним концом «подключен» лишь к одному резервуару в разрезе или «выведен» на поверхность. Отсюда и возникают упомянутые логические возражения.

Однако они отпадают при учете реального упруго-пульсационного характера вертикальной миграции, которая наиболее интенсивна именно в сводах геосинклинальных структур, где сгущены разрывы и другие пути секущей миграции флюидов, как о том свидетельствует приуроченность газонефтяных скоплений с АВПД, вызывающих осложнения при бурении, к тектоническим нарушениям и к грязевым вулканам именно в сводовых частях месторождений [Сеид-Рза, 1963, стр. 187].

Действительно, факты показывают, что насыщение всех коллекторов в разрезе может осуществляться вдоль зон крутых дизъюнктивов в любой части структуры путем квантовых гидропрорывов в пласты-коллекторы порций флюидов под АВПД. Например, сопряженность извержений газового вулкана Розовый Порсугель с колебаниями АВПД и притоками вулканической грязи к забою глубокой эксплуатационной скважины и к грифонам, отстоящим от вулкана на 1,5—2,5 км [Дюков, 1959], говорит о прямом флюидонасыщении коллекторов посредством упруго-пульсационного механизма по радиальным разломам от канала вулкана.

Подобные недвусмысленные факты часты на месторождениях с АВПД. Они позволяют полагать, что пульсационная вертикальная миграция участвует в нефтенасыщении коллекторских пластов во всем диапазоне осадочной толщи, от корней газовых вулканов до поверхности; что она обеспечивает «центрально-радиальное» нефтенасыщение пластов от свода структуры к ее периферии, например, от грязевулканического канала или от сгущения эпиантиклинальных разрывов на своде структуры, что целиком согласуется со следующим заключением о формировании нефтяных месторождений Апшеронского порога: «... каналы грязевых вулканов, наряду с тектоническими трещинами, являлись путями для миграции нефти из глубоких участков разреза

в вышележащие пласты» [Кравчинский, Султанов, 1963, стр. 75].

5. Следует отметить, что с наших позиций молодой или современный возраст АВПД в залежи флюидов еще не свидетельствует о таком же возрасте и самой залежи; ибо, как явствует из изложенного, АВПД может многократно возникать, изменяться и исчезать в уже сформированной залежи. Таким образом, возраст наблюдаемого ныне АВПД в общем случае является более молодым, чем возраст залежи.

В герцинских передовых прогибах, например, в Предуральском прогибе, региональная картина пластовых давлений почти не отличается от платформенной, что, по нашему мнению, определяется прежде всего платформенным характером современного тектогенеза герцинских передовых прогибов.

Таким образом, судя по пластовым давлениям и диапазону вертикальной миграции, выявляется, что в альпийских прогибах региональное состояние флюидных масс существенно иное, более динамическое, чем на платформах и в герцинских прогибах. Поэтому представляется более правильным обособленно рассматривать АВПД и другие закономерности нефтяных месторождений альпийских зон, но отнюдь не обобщать в пределах одной классификации особенности нефтяных месторождений и альпийских и герцинских прогибов [Еременко, 1961]. В этой связи представляются более ценными и более правильными принципы классификации И. О. Брода, где он особо выделяет месторождения «предгорных впадин к а й н о з о й с к и х (разрядка моя — К. А.) складчатых сооружений» [Брод, 1959].

Существенное различие между геосинклинальными альпийскими и герцинскими нефтегазоносными бассейнами ясно видно и по распределению природного газа на земном шаре: первые заключают в себе около 50% мировых запасов газа; а вторые лишь 7% [Оленин, Соколов, 1963, стр. 55]. Отсюда вытекает, что для альпийских нефтегазоносных бассейнов характерны АВПД, большая роль газовой фазы углеводородных флюидов и интенсивная восходящая миграция флюидов, а также и пластичных масс (соли, глины и т. д.), имеющая колебательный пульсационный характер, воспринимаемый ею от возбуждающих ее колебательных процессов неотектогенеза.

Эта характеристика альпийских бассейнов должна быть отражена в классификациях нефтегазовых месторождений и получить надлежащее генетическое объяснение. Нам представляется в этой связи необходимым предпринять опыт классификации нефтяных месторождений на неотектонической основе для всего земного шара и обособленно группировать месторождения альпийских геосинклинальных зон. Последнее уже предполагалось И. О. Бродом и Н. Ю. Успенской.

Почти во всех рассмотренных месторождениях, где встречено АВПД, геологами выделяются или указываются нефтематеринские свиты, обычно подстилающие продуктивные части разреза. В Восточном Предкавказье, например, по мнению проф. Н. Б. Вассоевича,

залежи нефти в трещиноватых известняках верхнего мела Терско-Сунженской области образовались в результате вертикальной миграции ее из нижнемеловых и юрских материнских свит. В Северо-Западном Предкавказье предполагается миграция нефти и газа из нефтепроизводящих пород юры и нижнего мела в известняки верхнего мела [Дьяконов, 1962], то же самое доказывается и для Восточного Предкавказья [Неручев, 1962].

Подток газа из газоносных горизонтов мезозоя в залежи нефти и газа среди третичных отложений юго-восточной части Кавказа отмечал еще акад. И. М. Губкин [Губкин, 1934].

Геологические и геохимические условия первичной миграции нефти в связи с газоконденсатными месторождениями позволяют предполагать, что «дополнительную, а может быть, и существенно важную роль в балансе газовой фазы литосферы могут иметь CO_2 и CH_4 метаморфического и ювенильного происхождения» [Двали, 1960, стр. 445]. Это положение позволяет считать, что в балансе газоконденсатных залежей с АВПД нижней зоны месторождений существенно важную роль могут иметь притоки новых порций эндогенных газов, что полностью соответствует геологическим условиям АВПД и современным обобщениям в области нефтяной геологии.

Одним из плодотворнейших направлений в дальнейшем выяснении этой коренной проблемы нефтяной геологии является изучение геохимии углеводородов на базе геологии АВПД.

Правильное рассмотрение АВПД в природной цепи других геологических явлений может пролить свет и на их происхождение.

Через АВПД может быть объяснен «парадокс» образования взбросов [Hubbert, Rubey, 1959; Rubey, Hubbert, 1959; Platt, 1962].

С АВПД связан механизм формирования песчаных даек, глинистых диапиров и т. п. [Handin, a. o., 1963].

По-видимому, с АВПД может быть связана двойственная роль разломов по отношению к мигрирующим флюидам: плоскости сомкнутых трещин разломов часто служат экранами, преграждая пути миграции флюида, но при создании АВПД эти трещины могут раскрываться и служить проводниками для флюида [Копыстьянский, 1959; Снарский, 1959].

Происхождение положительных аномалий геотемператур, гидрохимических и других аномалий тесно связано с возникновением АВПД флюидов в земной коре и обусловлено общей причиной — совокупностью процессов неотектогенеза.

Выяснение этих и других взаимосвязанных природных явлений, сопряженных с АВПД, расширит и уточнит наши представления об условиях формирования залежей нефти и газа в земной коре.

Дальнейшее изучение природы АВПД надо направить, с одной стороны, по линии детализации и конкретизации явлений на примерах отдельных удачно выбранных месторождений; с другой стороны, надо расширить и доразвить некоторые ветви и направления таких дисциплин, как учение об упругости глубинных коллекторов,

трещинные коллектора, неотектоника, геотермия, гидрогеология и др., которые сходятся как в фокусе на вопросе природы АВПД.

В частности, первоочередным делом является изучение относительной упругости смежных флюидонасыщенных резервуаров и деталей механизма возникновения между ними разности пластовых давлений (т. е. внутренних очагов питания и разгрузки пластовых флюидов) под влиянием сил неотектогенеза.

Обобщение типовых черт региональных геологических обстановок, благоприятных для формирования месторождений с АВПД, является грандиозной задачей будущих исследований, которые прольют прямой свет на проблему происхождения нефти и укрепят тем самым научные основы ее поисков.

Укажем пути, направления и примеры практического использования АВПД.

Выводы о ведущей роли пульсационной вертикальной миграции в формировании многопластовых месторождений с АВПД, об общих типовых чертах геологического строения этих месторождений, о зональности (хроматографической, пульсационной, гравитационной) распределения флюидных скоплений в недрах этих месторождений, о преобладании «центрально-радиальной» схемы нефтегазонасыщения их тектонических структур и другие обобщения в области геологии АВПД, будучи систематически и творчески применены на практике поисков и разведки, резко повысят их эффективность, явятся основой для оперативных тактических прогнозов и предсказаний в конкретной геологической обстановке для успехов нефтепромысла.

1. Предпринятый нами опыт выделения на месторождениях с АВПД толщ-покрышек в средней зоне и толщ-коллекторов в нижней зоне газоконденсатов и легких нефтей (см. рис. 9—26) есть попытка систематического геологического прогнозирования, ибо уже само выделение средней зоны в разбуренном диапазоне какого-либо месторождения предполагает существование еще не вскрытой нижней зоны, где при наличии коллекторов могут быть встречены крупные залежи легкой нефти или газоконденсата. Так, например, обстоит дело в Западной Туркмении или в Предкарпатье. В первом случае надо искать крупные залежи газоконденсата или легких нефтей в отложениях, подстилающих красноцветную толщу, а во втором случае они уже обнаружены в отложениях стрыйской серии поднадвига Битковского месторождения. В Восточном Предкавказье водонефтепроявления с АВПД в майкопской глинистой крышке и в низах чокрака на структурах надо теперь уже считать несомненными прямыми признаками крупнейших скоплений легкой нефти в трещинных коллекторах верхнего мела.

В Калифорнии, Техасе и Луизиане (США), на Тринидаде, в Иране, Пакистане, Перу, Западной Туркмении (СССР), словом, всюду, где только нам известна геология АВПД, последнее сопряжено с многопластовыми скоплениями нефтей, газов и газоконденсатов, отнюдь не исчезающих с глубиной, но образующих в большинстве районов все более богатые скопления в нижних этажах месторожде-

ний, которые мы обобщенно охарактеризовали под названием «нижней зоны» (см. рис. 26 и др.).

Следовательно, развитие глубокого и сверхглубокого бурения есть главный фактор резкого прироста добычи высококачественных легких нефтей и конденсатов на месторождениях с АВПД.

Некоторые геологи используют уже геологические закономерности проявления АВПД для направления глубокого поискового и разведочного бурения.

а) В результате разведки месторождений Карадаг, Кянизадаг, Дуваный, Мягчик и других на Апшероне выяснено, что АВПД проявляется из мелких скоплений значительно выше основных продуктивных залежей и является, таким образом, прямым поисковым признаком, свидетельствующим о наличии залежей на глубине [Дурмишьян, 1962]. На этом был основан следующий прогноз: «Аномально высокое пластовое давление в диатомовых глинах Юго-западного Апшерона, по-видимому, связано с наличием в низезалегающих пластах миоцен-олигоцена газовых залежей большой высоты» [Дурмишьян, 1960, стр. 151]. Этот прогноз сразу же подтвердился получением высокодебитного фонтана парафинистой нефти и газа из чокракского горизонта в скв. 205 на северном крыле Карадагской структуры, показавшего и наличие удовлетворительных коллекторов в миоценовых отложениях.

Как видно из цитированного прогноза, диатомовые глины рассматриваются автором в качестве мощной толщи-покрышки, сквозь которую проникают флюиды с АВПД из газовых залежей большой высоты, расположенных ниже, в миоцен-олигоценовых пластах. Автор подчеркивает, что «за пределами границ этих предполагаемых залежей слои диатомов аномально высокими давлениями не обладают» [Дурмишьян, 1960, стр. 151], а это означает, что вертикальная миграция, формирующая скопления с АВПД, происходит в основном «по центру», сквозь своды структур.

б) В Южном Иране при разведке нефтяных залежей громадной высоты в асмарийских известняках (нижняя зона), перекрытых толщами фарса (средняя и верхняя зоны), было подмечено, что наиболее обильные и «живые» поверхностные высачивания нефти оказывались приуроченными к структурам, в сводах которых избыточное давление было близким к геостатическому давлению, а над теми структурами, в сводах которых избыточное давление было меньше чем 0,6 от величины геостатического давления, поверхностные высачивания, как правило, не встречались [Comins, 1951]. Поэтому разведчики, в первую очередь целеустремленно и упорно преодолевая катастрофические осложнения в низах фарса, разбуривали глубокие этажи структур с обильными поверхностными нефтепроявлениями и получали громадные приросты запасов нефти на протяжении многих лет.

Другая практическая задача разведки, решавшаяся там же при помощи АВПД, заключалась в следующем. Если скважина, заложенная на структуре с обильными поверхностными нефтепроявлениями,

вскрыв нефтяной резервуар нижней зоны, показывала относительно низкое АВПД, значительно меньше геостатического давления, то это скорее всего означало, что она попала на крыло глубинной структуры в стороне от ее свода, ближе к водо-нефтяному контакту.

Такое заключение в начальный период разбуривания южно-иранских структур, учитывая резкое несовпадение структурных планов по средней и нижней зонам (см. рис. 11, 12), было весьма ценным и актуальным. Оно помогало направлять дальнейшее бурение.

в) Задача, обратная предыдущей. Чтобы избежать катастрофических осложнений при бурении в сводах структур, заключающих нефтяные и газовые скопления большой высоты с высоким избыточным давлением (I зона на рис. 26), надо вскрывать такие залежи по периферии структур ближе к водяному контакту, где избыточное давление аннулируется и пластовое давление часто (но далеко не всегда) бывает близким к нормальному гидростатическому. Это — довольно широко известное правило среди промысловиков, работающих на месторождениях с АВПД. Его придерживаются на разработках на южноиранских месторождениях [Comins, 1951], на апшеронских [Дурмишьян, 1961₂; Мелик-Пашаев, 1956] и предкарпатских месторождениях [Новосилецкий, 1961₂]. Прекрасные результаты это эмпирически найденное правило принесло, например, при разработке и эксплуатации месторождения Кала на Апшероне (П. П. Правоторова). Это правило уже обобщено [Сеид-Рза, 1963]. Вот, например, как оно подтверждается в Туркмении на месторождении Окарем: «особой сложностью бурения отличается центральносводовая часть складки, где изобилуют высоконапорные газовые горизонты и газовые шапки нефтяных горизонтов. Опыт бурения ... показал, что в погруженных частях складки условия бурения не столь сложны и многие скважины... успешно были доведены до проектных глубин» [Гельдыев, 1963].

Чтобы показать большое разнообразие практических промышленных задач в связи с АВПД, приводим также следующие дополнительные примеры.

На побережье Мексиканского залива в Техасе и Луизиане, США массовым опробованием было установлено, что над нефтяными залежами с АВПД содержание углеводородов в шламе глинистых сланцев систематически оказывалось в несколько раз большим, чем в тех же сланцах, но над залежами без АВПД [Chaney, 1949]. Разумеется, это — свидетельство лишь о наличии более интенсивных ореолов рассеяния углеводородов над залежами с АВПД. Отсюда практический вывод — следить за углеводородным составом в шламе бурищейся скважины и, войдя в ореол интенсивного рассеяния углеводородов, своевременно утяжелить буровой раствор, чтобы не допустить внезапного выброса из залежи с АВПД и т. д.

Там же практиковалось «сидение на скважине» палеонтолога-микрофауниста, чтобы по смене микрофауны во время заметить зону сброса и применить необходимые меры против опасного внезапного

выброса из залежей с АВПД, часто приуроченных к зонам сбросов [Kornfeld, 1954].

На месторождении Сериа (Борнео) газ, поступающий из глубокой залежи под АВПД, инжектируется в один из главных нефтяных резервуаров верхней зоны для поддержания пластового давления в нем и интенсификации добычи нефти [Brunei, Sarawak and North Borneo ..., 1962, стр. 17].

Подсчитано, что конечная добыча нефти на единицу площади из недр такого месторождения с АВПД, как Вентура-Авеню (Калифорния), будет на 40% (!) больше, чем можно было бы извлечь из этого же месторождения при отсутствии АВПД [Watts, 1948, стр. 199]. Такое существенное различие в добыче определяется большим упругим запасом флюида под АВПД в единице объема резервуара.

2. При поисках и разведке нефтегазовых месторождений в альпийских подвижных зонах АВПД в комплексе с другими аномалиями — геотермическими, гидрохимическими, парафиновыми и прочими — является показателем вероятных крупных скоплений газоконденсата или легкой нефти в глубоких этажах месторождений, ибо вся гамма упомянутых аномалий возникает в результате восходящего движения флюидов сквозь толщу-покрышки из более глубоких резервуаров.

Поэтому, если разбуренный диапазон разведываемой структуры соответствует толще-покрышке, содержащей мелкие замкнуто-упругие нефтегазоводоносные скопления с АВПД, то для направления глубокого бурения надо систематически изучать и использовать также и указанные аномалии и их ассоциации, обычно ярко выраженные в толще-покрышке над крупной залежью с АВПД. Например, если замкнуто-упругие мелкие высоконапорные скопления легкой парафинистой нефти внутри толщи-покрышки распространены на фоне интенсивной локальной тепловой аномалии, да еще сочетаются с широким ореолом эпигенетичных тонкорассеянных битумов (наложенных, скажем, на восстановленные до потемнения красноцветы), а на поверхности выявлена газово-углеводородно-радиоактивная аномалия, то это должно, по-видимому, отвечать крупному скоплению газоконденсата или легкой газированной нефти на большей глубине. Это скопление, пульсируя под влиянием неотектогенеза, прогревает свою покрышку и эмануирует сквозь нее до поверхности, формируя обширный и дифференцированный ореол рассеяния углеводородов.

Хорошими объектами для разработки и опробования такого комплекса поисковых критериев могут служить месторождения Западной Туркмении и Ашшерона.

Для разработки комплексной методики таких поисков нужно использовать уже имеющиеся исследования В. А. Соколова по газовым аномалиям, В. А. Кротовой по гидрохимическим аномалиям, С. Г. Неручева по ореолам рассеяния эпигенетичных битумов, С. С. Джибути по геотермическим аномалиям и нашу работу по АВПД.

3. Другое очень многообещающее направление практического приложения геологии АВПД основано в принципе на использовании

ярко выраженного свойства упругости флюидных скоплений с АВПД. Это направление разветвляется на ряд путей в зависимости от факторов, влияющих на упругость, и от способов использования этого свойства. Укажем следующие два пути.

а) Крупные скопления флюидов с АВПД представляют собой как бы упругие «желваки» в сводах глубоких структур. Подмечено, что гранулярные коллектора в сводах таких структур как бы не уплотнены или мало уплотнены по сравнению с периферией складок, в приконтурных частях залежей, где АВПД отсутствует или резко уменьшается [Новосилецкий, 1962], а это означает, что сейсмические свойства такой флюидонасыщенной структуры в сводовой части должны определяться в основном упругостью флюида и максимально отличаться от сейсмических свойств «пустой», целиком уплотненной структуры без АВПД. На этом могут быть основаны сейсмические поиски крупных флюидонасыщенных залежей с АВПД. Методика подобных сейсмических поисков, насколько известно автору, в какой-то мере уже разрабатывается в нефтяной геологии.

б) Другой нефтепромысловой задачей, решаемой принципиально по-новому в связи с упругостью флюидных высоконапорных скоплений, может явиться анализ индикаторных кривых для выбора режима рациональной эксплуатации залежей в трещинных коллекторах. До сих пор не принималось во внимание несомненное существенное влияние на притоки флюидов в скважинах (т. е. на характер индикаторных кривых) мощных современных тектонических стрессов, интенсивно воздействующих на упругие глубинные флюидонасыщенные трещинные массивы. Между тем незакономерное поведение и «разброс» типов индикаторных кривых в одинаковых структурных условиях, например на своде Карабулак-Ачалукской нефтяной залежи (по каждой пачке верхнего мела), заставили специалистов пересмотреть существующие гидродинамические объяснения этого явления и прийти к предварительному заключению о том, что основной причиной искривления индикаторных кривых, «вероятно, является сужение (или расширение) трещин» [Майдебор, 1962, стр. 158].

В трещиноватом массиве верхнемеловых известняков на Малгобек-Вознесенском месторождении также «... степень раскрытия трещин при разных депрессиях давления изменяется и это является причиной искривления индикаторных диаграмм...» [Матвеев, 1963].

При специальных гидродинамических и фотокаротажных исследованиях трещинных коллекторов «анализом индикаторных кривых установлено, что коэффициент сжимаемости трещин... на 2—3 порядка выше коэффициентов сжимаемости жидкостей, насыщающих пласт, и породы, не содержащей трещин» [Котяхов, Серебренников, 1962, стр. 163—164].

А если все это так, то тогда неизбежно и то, что современные тектонические стрессы, неравномерно воздействуя на тектонические блоки трещинного массива (например, верхнемелового Карабулак-Ачалукского массива) и приводя к растяжению или сдавливанию разные части этих блоков, влияют тем самым на сужение или распы-

рение трещин в блоках, а через это оказывают соответствующее воздействие и на поведение индикаторных кривых, обуславливая «разброс» их типов, казалось бы, в одинаковых структурных и трещинных условиях.

Чтобы количественно учесть и рационально использовать эти влияния современной тектоники на промысловую гидродинамику, надо прежде всего организовать систематические крупномасштабные высокоточные нивелировки поверхности нефтяных промыслов, а также разработать и внедрить в комплекс каротажных исследований замеры упруго-напряженного состояния глубинных частей горных массивов (может быть, при помощи приборов, аналогичных «струнным датчикам», используемым для изучения горного давления в угольных шахтах и рудниках).

4. Еще одно принципиально новое направление практического использования данных по залежам с АВПД основано на весьма существенных аналогиях в условиях залегания, а следовательно, и в процессах формирования между нефтяными скоплениями с АВПД в трещинных коллекторах месторождений альпийских подвижных зон и низкотемпературными рудными образованиями в альпийских рудных полях [Аникиев, 1963₂; Поспелов, 1963₁, 1963₂].

Не вдаваясь в доказательство полной правомочности этих аналогий, что заслуживает специального обстоятельного исследования, отметим лишь тот факт, что нефтяники, изучавшие в шахтах Ярегское нефтяное месторождение, считают весьма полезным «более глубокое использование нефтяными геологами материалов геологии жильных (гидротермальных — К. А.) месторождений» [Болтенко, Ечеистов, Здоров, 1962, стр. 92].

Следует, например, обратить самое серьезное внимание на аналогию в структурном контроле дизъюнктивами между указанными рудными образованиями и нефтяными скоплениями в трещинных коллекторах; причем учесть, что особенно четко контроль дизъюнктивами выражен для нефтяных скоплений, обладающих АВПД.

Суть дела заключается в следующем. Твердо установленный в структурах рудных месторождений факт сопряженности систем трещиноватости рудовмещающих пород с так называемыми «оперяющими» (главный дизъюнктив) разломами, намечается и на материале некоторых нефтяных месторождений Предкарпатья (по полевым материалам 1962 г. группы проф. Е. М. Сметова).

Сопоставительный обзор нефтяной и рудной литературы по этому вопросу позволяет нам думать, что указанная закономерность полностью справедлива по крайней мере для нефтяных скоплений с АВПД в альпийских подвижных зонах. Надо до конца осознать, что контроль разрывами для флюидных скоплений с АВПД в локальных структурах нефтяных месторождений столь же существен, как и для рудных тел в некоторых эпитепальных месторождениях.

Представление о тектонических нефтегазонасных блоках с АВПД (аналогичных рудонасным тектоническим блокам) лежит в основе разработки (всей документации) месторождения Ла Бреа Париньяс

в Перу [Travis, 1953]. Это предлагается и как наиболее рациональное обобщение материалов детальной разведки месторождения Нефтяные Камни на Апшероне [Самедов, Мамедов, 1963] и вырисовывается на каждом хорошо разбуренном месторождении с АВПД.

Основываясь на этом, можно внести принципиально новые элементы в методику расстановки поисковых и разведочных скважин как на локальных структурах, так и в региональных пересечениях, пользуясь богатым опытом разведки альпийских рудных полей.

Конечно, необходимо подработать конкретные геологические параметры нефтеносных объектов: пространственное распределение трещиноватости, ее характер, заполнение флюидами, выбрать рациональный масштаб соответствующей документации и т. д., словом все то, что акад. Н. Семенов («Правда» от 26 ноября 1962 г.) называет изучением путей использования данных научной разведки и что составляет содержание прикладной науки, т. е. требует постановки частных прикладных тем.

5. Собирая материалы по характерным осложнениям при бурении на месторождениях с АВПД, мы пришли к твердому убеждению о заметном влиянии современной тектоники на буровой инструмент и на столбы скважин в альпийских подвижных областях, особенно в зонах так называемых контрастных современных движений (по глубинным разломам и т. д.). Поэтому считаем необходимым подчеркнуть важность практического учета такого влияния.

В очень интересной статье А. А. Линевского [Линевский, 1958] сделано важное обобщение, заключающееся в том, что многие обвальные и выбросные явления в нефтяных скважинах, соляных коях, рудниках имеют одинаковую неотектоническую природу. К сожалению, эта статья, отражающая многолетний личный опыт ее автора по нефтяному бурению в неотектонически активных областях Юга СССР, осталась малозамеченной. Между тем сейчас накопилось уже много разрозненных работ по авариям в угольных, соляных и других выработках и нефтяных скважинах, которые целиком оправдывают эту мысль А. А. Линевского и позволяют утверждать, что такие явления, как внезапные выбросы угля и газа, соли и газа в полость выработки, а также выбросы, выжимания глинистых пород и воды, газа в столбы нефтяных скважин, приводящие к пробкообразованию, имеют во многих случаях общую неотектоническую природу, по существу природу АВПД флюида, как она описана в нашей работе.

Области практического приложения этого научного вывода следующие. В горном деле для выработки мер безопасности при ведении горных работ в угольных шахтах, рудниках, соляных коях надо разработать на научной основе соответствующие положения об опасных неотектонических зонах и ввести их в инструкции; одновременно в систему горного надзора надо ввести крупномасштабные периодические нивелировки поверхности шахтных и рудничных площадей и т. д.

В нефтяном бурении для заложения скважин в местах, наименее опасных по осложнениям для получения дополнительной инфор-

мации о глубинной тектонике разведываемой структуры, ибо, наблюдая за осложнениями при бурении профилей разведочных скважин, можно, например, трассировать плоскость глубинного неотектонического активного дизъюнктива [Линевский, 1958]. При разработке и эксплуатации крупных нефтеводоносных залежей в трещинных коллекторах нижней зоны месторождений с АВПД и т. д.

Наряду с разработкой соответствующих методик учета неотектогенеза в нефтяном бурении и для разработки таких методик считаем делом первоочередной важности наладить систематический сбор от буровых мастеров и рабочих, которые часто через инструмент ощущают неотектонические пульсации недр, и обработку информации о непонятных и стихийных авариях при бурении. Случаи сплющивания обсадных колонн неотектоническими подвижками нередко происходят в Дагестане; и вообще они характерны для неотектонически мобильной альпийской геосинклинальной зоны СССР.

В настоящее время специалисты, обобщая материалы по осложнениям при бурении на месторождениях с АВПД, неизменно приходят к выводу, что такие тяжелые аварии, как нарушения обсадных колонн, вызываются движениями колоссальных по весу подземных горных массивов, достигающих нескольких сот тысяч и миллионов тонн, перед которыми прочность колонны уже не имеет сколько-нибудь существенного значения [Овнатанов, 1959, стр. 185].

В Терско-Сунженской области «тектонические сжатия пород и давление газа в них являлись причиной перемещения огромных масс глинистых пород, которые смяли колонны...» [Латко, Измаилов, Матаев, 1961, стр. 13]. Ясно, что перемещения массивов, АВПД и нарушения обсадных колонн имеют общую неотектоническую природу.

Следовательно, если сознательно наблюдать за неотектоническими явлениями при бурении, наладить учет и обработку такой информации от широких масс буровиков, то теория и практика плодотворного направления, выдвинутого А. А. Линевским, быстро разовьются и принесут громадную пользу, которую трудно переоценить, особенно в виду разворота сверхглубокого бурения в альпийских неотектонически активных областях.

Указанные и некоторые другие обещающие направления практического приложения геологии АВПД требуют постановки специальных прикладных тем для изучения путей использования полученных данных научной разведки и внедрения их в производство.

Нужна, например, прикладная тема такого содержания: Систематические прецизионные крупномасштабные нивелировки поверхности нефтяного месторождения Карабулак-Ачалук для прогнозирования неотектонических воздействий на выбросные осложнения при бурении и на режим эксплуатации залежей в трещиноватых известняках верхнего мела.

Глава VII

АВПД В ВЕРХНЕМЕЛОВОМ РЕЗЕРВУАРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАБУЛАК-АЧАЛУКИ (ВОСТОЧНОЕ ПРЕДКАВКАЗЬЕ) *

В качестве предварительной наметки к обоснованию проектирования прикладных исследований по выяснению влияния современного тектогенеза на притоки флюидов из трещинного коллектора к забоям скважин, на осложнения при бурении и т. п. кратко охарактеризуем по последним данным строение верхнемелового резервуара Карабулак-Ачалукского месторождения и распределение в нем АВПД.

Карабулак-Ачалукская структура по кровле верхнего мела представляет собой длинную и узкую антиклинальную складку, разбитую диагональными разломами на несколько крупных тектонических и гидродинамических блоков (рис. 42).

Наибольшее количество разломов приурочено к сводовой части поднятия, благодаря чему оно состоит из чередующихся между собой грабенов и горстов (рис. 43). Весьма характерно, что обычно наблюдаются не отдельные разрывы, а целые зоны разломов, по которым происходили неоднократные тектонические подвижки отдельных блоков.

Амплитуды отдельных разрывов типа сбросов, секущих верхнемеловые и фораминиферовые отложения, не превышают обычно нескольких десятков, а в отдельных случаях они достигают и нескольких сот метров. Так, амплитуда сброса на Ачалукском участке между скв. 42 и 38 составляет 800 м [Васильев, Меркулов, 1963].

Передвижение отдельных блоков по разломам происходило, по видимому, не только в вертикальном, но и в горизонтальном направлении, благодаря чему в результате сдвига по одному и тому же разлому в одних скважинах наблюдаются сбросы, а в других взбросы.

Большинство разрывов, наблюдаемых в отложениях верхнего мела и фораминиферовых слоев, вверх и вниз по разрезу, очевидно, затухает, а некоторые из них сливаются с другими и теряются, но вполне возможно, что наиболее крупные со временем удастся проследить до верхнего майкопа и сквозь всю толщу нижнего мела.

Верхнемеловой коллектор, разделяемый по каротажу на 6 пачек, по типу является кавернозно-трещинным, причем емкость коллектора распределена по толще известняков неравномерно, а приурочена главным образом к тем участкам структуры, которые испытали наибольшие тектонические напряжения, приведшие к возникновению разломов, неоднократному перемещению отдельных блоков относительно друг друга и образованию вокруг них зон дробления и интенсив-

* Составлено с использованием материалов А. В. Броницкого, М. П. Лысенкова и А. В. Меркулова.

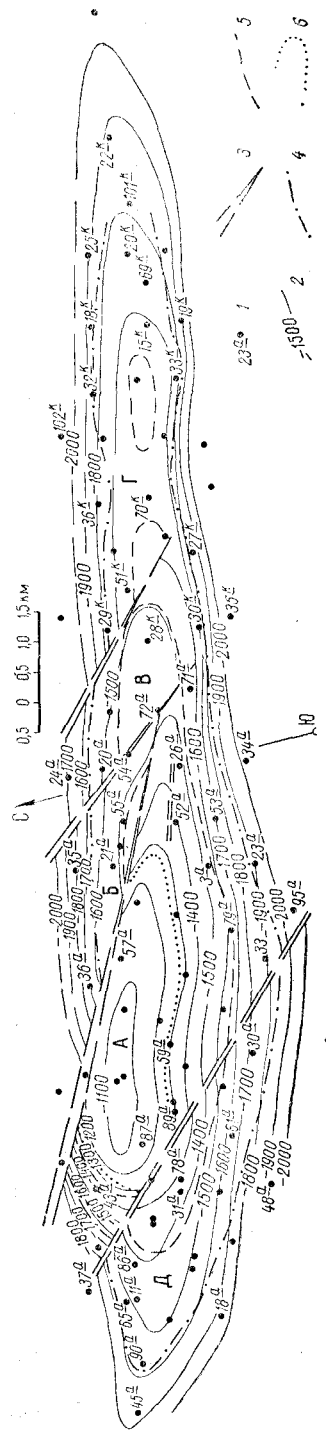


Рис. 42. Нефтяная залежь в трещинном резервуаре месторождения Карабулак-Ачалухи. Структурный план по кровле верхнего мела (материалы М. П. Лисенкова и В. М. Васильева за 1961 г.).

1 — устья и номера скважин; 2 — изогипсы; 3 — разломы; 4 — внешний контур нефтеносности; 5 — внутренний контур нефтеносности; 6 — контур газовой шапки. А, Б, В, Г, Д — тектонические и гидродинамические блоки.

ной трещиноватости. От свода к периферии наблюдается затухание трещиноватости и флюидонасыщенности коллектора, хотя отдельные скважины на периферии и бывают высокопродуктивными, очевидно, вследствие попадания в зоны разломов.

В целом верхнемеловой резервуар является замкнутым, разбитым на блоки и неравномерно насыщенным нефтью в соответствии с неравномерным характером его трещиноватости (рис. 44). К этому и сводятся в общих чертах представления о строении верхнемелового резервуара, основанные на всей совокупности нефтепромысловых данных и данных бурения [Лысенков, 1963].

По-видимому, единой массивной залежи нефти в верхнемеловом резервуаре не существует. Есть ряд скопленных, приуроченных к отдельным тектоническим блокам, гидродинамически разобщенным или же имеющим затрудненное сообщение. Это подтверждается результатами работ по исследованию взаимодействия скважин, прерывистым ступенчатым строением водо-нефтяного контакта и пр.

По-видимому, наиболее правильное представление о строении залежи в верхнем мелу, по всей сумме имеющихся на сегодняшний день данных, сводится к тому, что «нефть приурочена к отдельным наиболее проницаемым горизонтам» (по материалам НПУ «Сунжанефть» за 1958 г.) и, добавим, к секущим зонам наибольшей трещиноватости и проницаемости. Следовательно, залежь имеет сложное

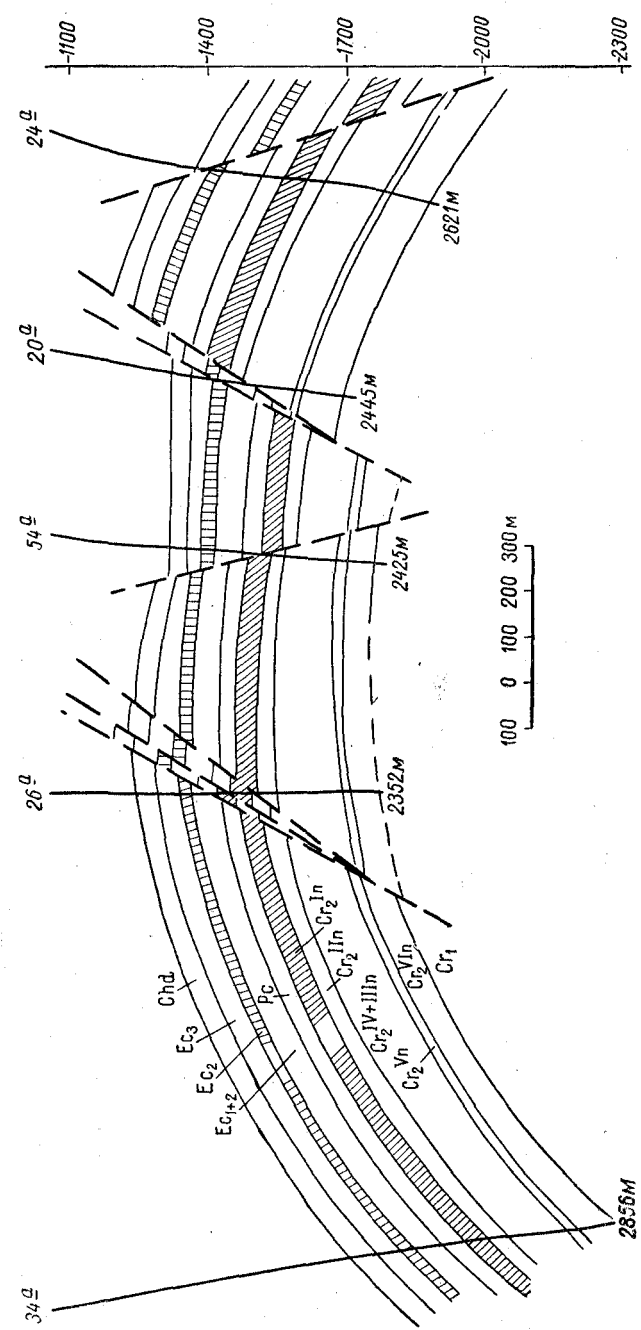


Рис. 43. Блоковое строение верхнемелового трещинного резервуара месторождения Карабулак-Ачалухи. Профиль по линии скважин 34—26—54—20—24 (Ачалухи). Составлен А. В. Броницким в 1963 г.

Римскими цифрами обозначены пачки верхнего мела.

строение, которое не подпадает под определения существующих классификаций. Нефть распределена как бы в отдельных ячейках различной емкости, образованных кавернозностью и трещиноватостью

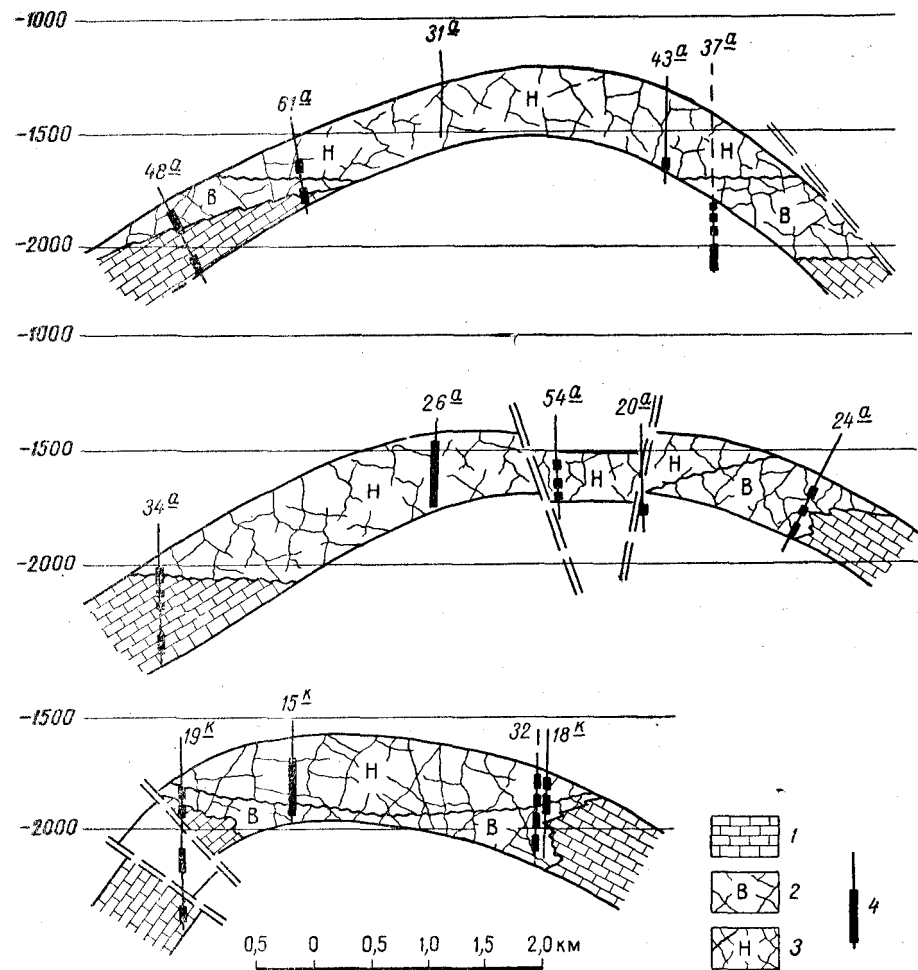


Рис. 44. Поперечные сечения замкнуто-упругой нефтяной залежи в трещинном верхнемеловом резервуаре месторождения Карабулак-Ачалуки (материалы М. П. Лысенкова и А. В. Меркулова за 1960 г.).

1 — плотные известняки; 2 — законтурная водяная оторочка в трещиноватых известняках; 3 — нефтяная залежь в трещиноватых известняках; 4 — забой скважины или перфорированная колонна.

и неравномерно распределенных в сводовой части массива известняков верхнего мела.

Этому хорошо соответствует (при учете неотектонических напряжений внутри массива) вся картина поведения и распределения АВПД флюидов в верхнемеловом резервуаре.

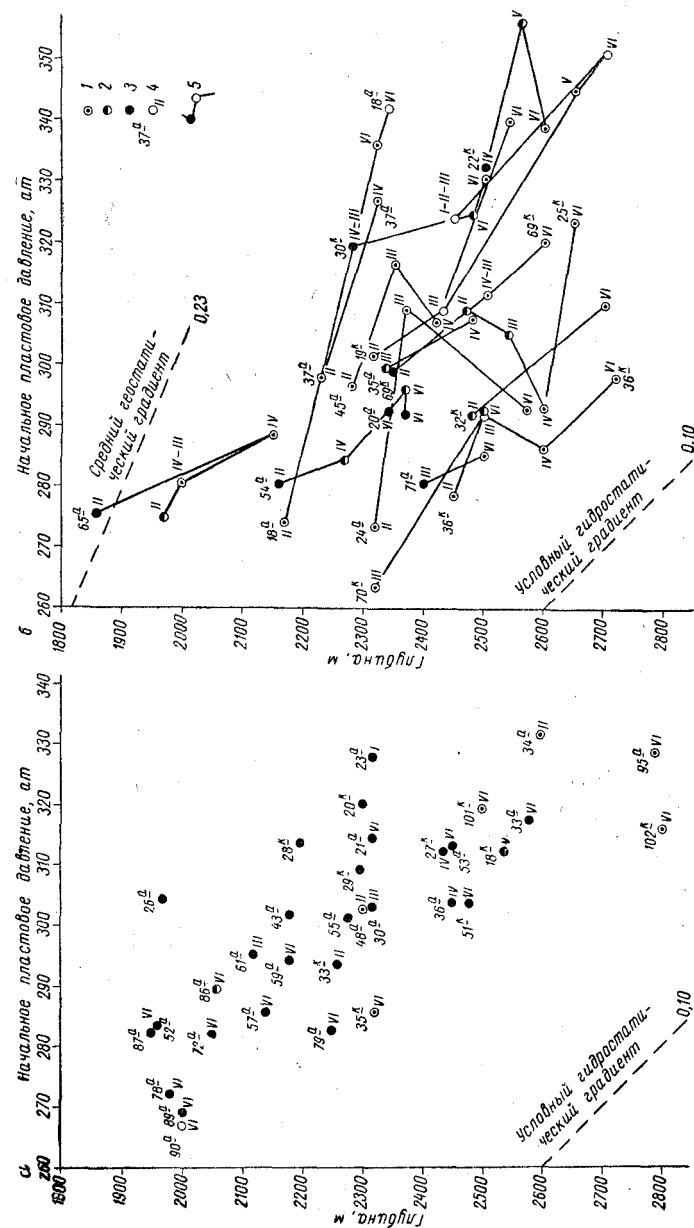


Рис. 45. Изменения АВПД с глубиной в трещинном верхнемеловом резервуаре на месторождении Карабулак-Ачалуки а — по пачкам верхнего мела; б — по стволам отдельных скважин. Составлено А. В. Броновицким в 1963 г.

1 — вода; 2 — нефть с водой; 3 — нефть; 4 — номера скважин и пачек верхнего мела; 5 — градиенты АВПД по стволам отдельных скважин.

Характернейшей чертой АВПД в верхнем мелу (рис. 45, а) является резкое скачкообразное изменение их величин с глубиной — «разброс», который, очевидно, определяется наличием отдельных скоплений с АВПД. Это особенно отчетливо видно при прослеживании изменения АВПД с глубиной по стволам отдельных скважин (рис. 45, б). Следует отметить, что для большинства скважин, показанных на рис. 45, б, влияние интерференции исключается или очень незначительно. Поэтому следует подчеркнуть, что, по нашим данным, к началу разработки начальное пластовое давление АВПД не было одинаковым во всей верхнемеловой залежи, как это представляется, если основываться на данных о давлениях, приведенных к отметке — 2000 м по методике, принятой в НПУ.

В результате разработки залежи характер и градиенты АВПД как по горизонтам, так и по разрезу, безусловно, несколько изменились, но существование в различных частях залежи к началу ее эксплуатации резко отличных друг от друга начальных пластовых давлений не вызывает сомнений.

По нашему заключению, разброс АВПД, наблюдаемый внутри верхнемелового резервуара, должен быть обусловлен прежде всего воздействием неравномерных молодых и современных тектонических напряжений на флюидные скопления, изолированные или имеющие затрудненную гидродинамическую связь внутри трещинного резервуара известняков верхнего мела.*

Таким образом, колеблющийся градиент АВПД, разброс АВПД с глубиной служит одним из признаков современной тектонической активности нефтеносного трещинного массива, а в конечном счете, в комплексе с другими показателями, АВПД является признаком продолжающейся современной пульсационной вертикальной миграции флюидов, признаком продолжающейся на наших глазах эволюции флюидных скоплений в недрах неотектонически активных месторождений.

В этом аспекте получают наиболее полное объяснение непрерывно накапливающиеся и все более детальные материалы освоения и эксплуатации месторождения Карабулак-Ачалуки.

Постановка исследований, освещающих неотектоническую и особенно современную активность недр на примере этого месторождения, целесообразна по условиям его достаточной изученности.

Подобные исследования будут иметь большое теоретическое значение и несомненно принесут практическую пользу при поисках и разведке месторождений с АВПД, составляющих основной фонд недалекого будущего в альпийских геосинклинальных нефтегазоносных бассейнах.

* Н. Н. Болтышев пишет: «О необходимости серьезного учета роли тектонических напряжений как одного из важных факторов при объяснении особенностей верхнемеловых пластовых давлений (АВПД — К. А.) говорят немгновенность релаксации тектонических напряжений и непрекращающаяся сейсмоактивность районов Передовых хребтов» [Геология и нефтегазоносность Восточного Предкавказья. Тр. ГрозНИИ. Вып. 17, М., «Недра», 1964, стр. 253].

ЛИТЕРАТУРА

Абасов А. С., Гуссейнов М. Ф. Некоторые вопросы геологического строения и условия проводки скважин на площади Карибаглы. Аз. нефт. хоз., 1963, № 6, (444).

Абих Г. В. О появившемся на Каспийском море острове и материалы к познанию грязевых вулканов Каспийской области. Тр. Геол. ин-та АзФАН. Т. 12(63), Баку, 1939.

Авров П. Я. и др. Геологическое строение Эмбенской области и ее нефтяные месторождения. М.—Л., ОНТИ НКТП СССР, 1935.

Агабеков М. Г., Ахмедбейли Ф. С. Неотектонические движения в Азербайджане и проблемы их изучения. Геол. сб., № 5—6. Львов, Изд. Львовского ун-та, 1958.

Агабеков М. Г. Складчатая структура депрессионных зон Азербайджана и условия ее формирования. Автореф. докт. дисс. Баку, 1962.

Айзенштадт Г. Е.—А. Схема классификации соляных куполов Южной Эмбы. Геол. сб., № 2. Тр. ВНИГРИ, нов. сер. Вып. 95, Л. Гостоптехиздат, 1956.

Алиев А. К. О пластовых давлениях в недрах нефтяных месторождений. Аз. нефт. хоз., 1953, № 11 (329).

Аникиев К. А. О неотектонической природе аномально высоких пластовых давлений в нефтяных и газовых месторождениях альпийских геосинклинальных областей. ДАН СССР. Т. 152, № 5, 1963.

Аникиев К. А. О некоторых аналогиях в формировании рудных и газонефтяных скоплений. Текущ. информ. Нефтегазовая геология и геофизика. Вып. 19, М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1963.

Аширов К. Б. Трещиноватость коллекторов Куйбышевской области и ее влияние на разработку нефтяных залежей. Тр. Всесоюз. совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. Л., Гостоптехиздат, 1961.

Бабалян Г. А. О факторах, обуславливающих аномально высокие начальные давления в пластах. Тр. нефт. экспед. АН Аз. ССР. Т. 1, Баку, 1953.

Бакиров А. А. Геология нефтегазоносных областей и нефтяные месторождения Среднего и Ближнего Востока. М., Гостоптехиздат, 1957.

Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Северной и Южной Америки. М., Госгеолтехиздат, 1959.

Бакиров А. А. О классификации и геотектонических закономерностях размещения крупных территорий (региональных зон нефтегазоаккумуляции в земной коре). В кн. «Проблемы нефти и газа». Тр. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. Вып. 24. М., Гостоптехиздат, 1959.

Балуховский Н. Ф. Формирование залежей газа и нефти в восточной части Донецкого прогиба. В кн. «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений». М., Гостоптехиздат, 1959.

Барс Б. А. и др. О генетической связи нефтегазоносных бассейнов с вмещающими их бассейнами подземных вод. Геология нефти и газа, 1961, № 11.

Батурин В. П. Происхождение пород кэпрока соляных куполов. Сов. геология, 1947, № 18.

Бедчер А. З. Характеристика геотермического градиента на нефтяных месторождениях Кубани и применение термических исследований для решения нефтепромысловых задач. В кн. «Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли». Т. 1. М., Изд. АН СССР, 1959.

Беликов Б. П. Упругие свойства горных пород. Изв. АН СССР, сер. геол., 1961, № 11.

Белов К. А. и др. Газовые месторождения СССР. Л., Гостоптехиздат, 1961.

Белова М. Б. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазосности Камчатки. М., Гостоптехиздат, 1961.

Белоусов В. В., Кириллова И. В., Сорский А. А. Краткий обзор сейсмичности Кавказа в сопоставлении с его тектоническим строением. Изв. АН СССР, сер. географ., 1952, № 5.

Белоусов В. В., Гзовский М. В. Тектонические условия и механизм возникновения землетрясений. В кн. «Проблемы прогноза землетрясений». Тр. Геофиз. ин-та АН СССР, № 25 (152). М., Изд. АН СССР, 1954.

Белоусов В. В. Значение работ М. М. Тетяева в развитии геотектоники. В кн. «Проблемы тектоники». Под ред. В. В. Белоусова и Ю. М. Шейнмана. М., Гостеолтехиздат, 1961.

Белоусов В. В. Проблема происхождения складчатости. В кн. «Складчатые деформации земной коры, их типы и механизм образования». М., Изд. АН СССР, 1962.

Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. Изд. 2-е, переработ. М., Гостеолтехиздат, 1962.

Бескровный Н. С., Гемп С. Д., Шварц Т. В. Глубинные разломы Западной Туркмении и их роль в формировании нефтяных залежей. Тр. ВНИГРИ. Вып. 210. Л., Гостоптехиздат, 1963.

Бетехтин А. Г. О причинах движения гидротермальных растворов. В кн. «Основные проблемы в учении о магматогенных рудных месторождениях». 2-е изд. М., Изд. АН СССР, 1955.

Билык А. А. Некоторые вопросы соляной тектоники Днепровско-Донецкой впадины. В кн. «Материалы по геологии газосносных районов СССР. Днепровско-Донецкая впадина». Тр. ВНИИГаз. Вып. 14 (22). М., Гостоптехиздат, 1962.

Болтенко К. Г., Еченстов А. И., Здоров С. Ф. Основные результаты изучения трещиноватости нефтяного месторождения, эксплуатирующегося шахтным способом. В кн. «Тезисы докладов Второго всесоюзного совещания по проблеме трещинных коллекторов». Грозный, 1962.

Борисов А. А. и др. Очерки геологического строения и нефтегазосности Средней Азии. М., Гостоптехиздат, 1960.

Борисов А. А. О глубинной структуре платформ СССР. Сов. геология, 1962, № 1.

Брод И. О. Принципы классификации скоплений нефти и газа. Доклады и материалы советских геологов. 20-ый междунар. геол. конгресс. Мат-лы по геологии нефти. Т. 1. М., Гостоптехиздат, 1958.

Брод И. О., Польстер Л. А., Несмеянов Д. В. Геоструктурное районирование и перспективы нефтегазосности Предкавказья. В кн. «Геологическое строение и перспективы нефтегазосности Предкавказья». (Геология нефти, № 8, прил.), Гостоптехиздат, 1958.

Брод И. О. Об основных закономерностях в распространении скоплений нефти и газа на Земном шаре. Сб. трудов геол. ф-та Моск. ун-та. Изд. Моск. ун-та, 1961.

Бурштар М. С., Машков И. В., Чернобров Б. С. К вопросу о формировании нефтяных месторождений Прикумского района Восточного Предкавказья. В кн. «Геологическое строение и нефтегазосности районов Волго-Уральской области, Кавказа и Предкавказья». Тр. ВНИГНИ. Вып. 34. Л., Гостоптехиздат, 1961.

Ван Орстрайд К. Е. Температурные наблюдения в земной коре. В кн. «Внутреннее строение Земли». М., ИЛ, 1949.

Васильев В. М., Меркулов А. В. Новые данные о тектонике месторождения Карабулак-Ачалуки. Нефтегазовая геология и геофизика, 1963, № 7.

Вассоевич П. Б. Волновые тектонические движения и миграция нефти. Аз. нефт. хоз., 1951, № 4 (298).

Вахрушев Г. В. О неотектонике Южного Предуралья. В кн. «Вопросы геоморфологии и геологии Башкирии». Сб. 1. Баш. фил. АН СССР, Баш. фил. географ. об-ва СССР. Уфа, 1957.

Вахрушев Г. В. К вопросу о роли неотектоники в формировании современных залежей нефти и газа в Южном Приуралье. В кн. «Вопросы геоморфологии и геологии Башкирии». Сб. 2 АН СССР. Уфа, 1959.

Вахрушев Г. В. Роль неотектоники в жизни наземных и подземных вод Башкирии. В кн. «Материалы по геоморфологии и новейшей тектонике Урала и Поволжья». Сб. 1, Уфа, 1962.

Везир-заде Ф. А., Багаров Т. Ю. Некоторые результаты геотермических исследований месторождения Бибиэбат. Изв. высших учебн. заведений. Нефть и газ, 1963, № 5.

Волярович П., Леднев Н. Нефтеносный район Кирмаку-Бинагады. Тр. Геолкома, нов. сер. Вып. 149. Л., 1927.

Воробьев Б. С. Опыт аналитического решения вопроса о величине пластового давления. Аз. нефт. хоз., 1950, № 6.

Воробьев Б. С., Вороной Е. Е. Условия формирования Шеллинского газового месторождения. Нефть и газ. промышленность, Киев, 1961, № 4.

Воробьев Б. С. О новом типе нефтяных и газовых залежей и некоторых вопросах их классификации. Геология нефти и газа, 1962, № 10.

Вундерлих Г. Г. Новейшая тектоника в области Рейнского грабена. В кн. «Живая тектоника». М., ИЛ, 1957.

Гавотти Ц. Проблемы бурения в долине р. По в связи с высокими пластовыми давлениями. Пятый междунар. нефт. конгресс. Т. 2. Бурение скважин и добыча нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1961.

Галимов Г. Х. Верхнемеловая залежь Малгобек-Вознесенского района. Тез. докладов Второго всес. совещания по проблеме трещинных коллекторов. Грозный, 1962.

Гармонов И. В. и др. Подземные воды Юга Западно-Сибирской низменности и условия их формирования. Тр. лабор. гидрогеол. проблем им. Ф. П. Саваренского. Т. 33. М., Изд. АН СССР, 1961.

Гатальский М. А. Значение динамики в формировании подземных вод Русской платформы. Геол. сб., № 2, Тр. ВНИГРИ. Нов. сер. Вып. 95. Л., Гостоптехиздат, 1956.

Гельдыве Э. Геологическое строение и нефтегазосность месторождения Окарем. Автореф. канд. диссертации. Баку, 1963.

Геотермия. БСЭ. Т. 10, 1952.

Голубятников Д. Детальная геологическая карта Апшеронского полуострова. Аташкинский район. Тр. Геолкома. Нов. сер. Вып. 130. Л., 1927.

Горелик З. А. О некоторых особенностях проявления соляной тектоники на территории Припятской впадины. ДАН БССР. Т. 5, № 12, 1961.

Горелов С. К. Некоторые закономерности новейшей тектоники локальных структур Поволжья и Северного Кавказа. ДАН СССР. Т. 126, № 1, 1959.

Горин В. А., Мехтиев Ш. Ф. Грязевые вулканы Азербайджана. В кн. «Геология Азербайджана. Тектоника, грязевой вулканизм, история геологического развития». Баку. Изд. АН Аз. ССР, 1953.

Горин В. А., Гадиева Т. М. Нефтевулканические неки и асфальтовая галька в отложениях плиоцена Апшеронского полуострова. ДАН СССР. Т. 126, № 2, 1959.

Горин В. А., Мехтиев Ш. Ф. О глубине корней нефтяных неков и даек Апшеронского полуострова. Уч. зап. АзГУ. Сер. геол.-географ. наук, № 5, 1961.

Горшков Г. П. Современные тектонические движения и геология землетрясений. Сб. трудов геол. ф-та Моск. ун-та. Изд. Моск. ун-та, 1961.

Губкин И. М. Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области. АзГОНТИ, 1934.

Губкин И. М., Федоров С. Ф. Грязевые вулканы Советского Союза и их связь с нефтеносностью. Тр. 17 сессии междунар. геол. конгресса. Т. 4. М., Гостоптехиздат, 1940.

Гужов С. С. Геологическое строение и нефтегазоносность о. Сицилия (Италия). Обзор зарубежной литературы. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». М., ЦНИИГЭИ, 1963.

Гутенберг Б., Рихтер К. Сейсмичность Земли. М., ИЛ, 1948.

Двали М. Ф. О первичной миграции нефти. В кн. «Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей». М., Гостоптехиздат, 1960.

Двали М. Ф. Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. Тр. ВНИГРИ. Вып. 211. Л., Гостоптехиздат, 1963.

Джибути С. С. Геотермические условия подземных вод Западно-Туркменского нефтегазоносного бассейна. М., Изд. АН СССР, 1962.

Добрынин В. М. Изменение коэффициента упругости песчаных пластов в зависимости от горного и пластового давления. Нефт. хоз., 1963, № 2.

Доленко Г. Н. Основные закономерности нефтегазоаккумуляции в Предкарпатском прогибе. Нов. нефт. техн. Геология, 1960, № 2.

Доленко Г. Н. О зонах нефтегазоаккумуляции в Предкарпатском прогибе. Геол. сб. Львов. геол. об-ва, № 7—8. Львов, 1961.

Доленко Г. Н. Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Карпат. Автореф. докт. диссертации. Киев, 1961.

Долідкий В. А. Некоторые особенности строения соляных куполов Прикаспийской синеклизы. Изв. АН СССР, сер. геол., № 6, 1962.

Дубинский А. Я. Геотермический режим Предкавказья и соседних территорий. Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли. Т. 1, М. Изд. АН СССР, 1959.

Дурмишьян А. Г. Вопросы геологии, разведки и разработки газоконденсатного месторождения Карадаг. Баку, Азгостоптехиздат, 1960.

Дурмишьян А. Г. О генезисе грязевых вулканов в свете новых данных. Изв. высш. учебн. заведений. Нефть и газ, 1961, № 12.

Дурмишьян А. Г. Значение аномально высоких пластовых давлений при поисках газовых и газоконденсатных залежей. Газ. промышленность, 1961, № 7.

Дурмишьян А. Г. О перспективах открытия крупных газовых залежей в областях развития грязевого вулканизма. Изв. высш. учебн. заведений. Нефть и газ, 1962, № 3.

Дурмишьян А. Г. О связанной нефти в газовых и газоконденсатных пластах. Геология нефти и газа, 1963, № 9.

Дюков Л. М. Причины образования грифонов и методы их ликвидации. М., ГОСИНТИ, 1959.

Дьяконов А. И. Возможные нефтегазоносные толщи мезозоя южного склона Северо-западного Кавказа. Нов. нефт. и газ. техники. Геология, 1962, № 1.

Дьяконов Д. И. Геотермия в нефтяной геологии. М., Гостоптехиздат, 1958.

Еременко Н. А., Максимов С. П. Особенности размещения скоплений нефти и газа в предгорных прогибах и примыкающих к ним погруженных частях платформ. Геология нефти и газа, 1960, № 6.

Еременко Н. А. Классификация месторождений и залежей нефти и газа. Геология нефти и газа, 1961, № 3.

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1961.

Живица И., Коротков С., Шарданов А. О брошюре Б. А. Тхостова «Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях», Гостоптехиздат, 1960. Геология нефти и газа, 1961, № 10.

Жокель Е. Дж. Нефтяное месторождение Хасси-Мессауд. Инженер-нефтяник, 1961, № 10.

Жузе Т. П., Юшкевич Г. Н., Ушакова Г. С. Общие закономерности поведения газонефтяных систем на больших глубинах. ДАН СССР. Т. 152, № 3, 1963.

Зарицкая О. В., Зарицкий П. В. Твердые битумы в породах-коллекторах Шебелинского газово-конденсатного месторождения и их природа. ДАН СССР. Т. 143, № 2, 1962.

Иванец Н. И., Луговая Е. М. Характер начального пластового давления на месторождениях Днепровско-Донецкой впадины. Нефтяная и газовая промышленность. Киев, 1963, № 1 (13).

Игнатович Н. К. О закономерностях распределения и формирования подземных вод. ДАН СССР. Т. 14, № 3, 1944.

Игнатович Н. К. К вопросу о гидрогеологических условиях формирования и сохранения нефтяных залежей. ДАН СССР, Т. 46, № 5, 1945.

Игнатович Н. К. Гидрогеологические структуры — основа гидрогеологического районирования территории СССР. Сов. геология, 1947, № 19.

Иллис Г. Плейстоценовые движения соляных штоков в Северной Германии и их региональное распространение. В кн. «Живая тектоника». М., ИЛ, 1957.

Ирдли А. Структурная геология Северной Америки. Пер. с англ. М., ИЛ, 1954.

Калашнев В. В. Прасковейское газо-нефтяное месторождение. Нов. нефт. техн. Геология, 1959, № 10.

Калинко М. К. О механизме и условиях образования грязевых вулканов. В кн. «Проблемы нефтяной геологии и вопросы методики лабораторных исследований». Тр. ВНИГРИ. Вып. 27. Л., Гостоптехиздат, 1960.

Калицкий К. Озокерит, или горный воск. Геолком. Материалы по общей и прикладной геологии. Вып. 5. Игр., 1917.

Карагодин Л. Н., Волошин Н. Е. Влияние очистного забоя на давление газа в массиве угля. Сб. научн. статей № 11. Гос. Макиевский научно-исслед. ин-т по безопасности работ в горн. пром-ти. Макиевка — Донбасс, 1959.

Каррютше Ж. и др. Открытие нефтяного месторождения Паранти на юго-западе Франции. Четвертый междунар. нефт. конгресс. Т. 1. Геология нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1956.

Квапил Р. Новые взгляды на вопросы теории давления горных пород и горных ударов. В кн. «Вопросы теории горного давления». М., Госгортехиздат, 1961.

Китык В. И., Брайловский Г. С. О кайнозойских прогибах на соляных куполах Днепровско-Донецкой впадины. Нов. нефт. и газ. техники. Геология, 1962, № 5.

Кириллова И. В. О поперечной дифференциации современных тектонических движений в зоне южного склона восточного Кавказа. Бюлл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол., 1961, № 1.

Кнетш Г. Новейшие движения в Ираке. В кн. «Живая тектоника». М., ИЛ, 1957.

Ковалевский С. А. Грязевые вулканы Южного Прикаспия (Азербайджан и Туркмения). Баку, Азгостоптехиздат, 1940.

Ковнер С. С. К теории термической разведки. ДАН СССР. Т. 32, № 6, 1941.

Козлов А. Л. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей. М., Гостоптехиздат, 1959.

Коньков Г. А. О связи новейших и современных тектонических движений с метаноносными и выбросными зонами в условиях Донецкого бассейна. ДАН СССР. Т. 143, № 3, 1962.

Коньков Г. А. Внедрение боковых пород в угольные пласты и связанные с ним явления. Бюлл. научно-технич. информации МГ и ОН, ОНТИ ВИС. М., Госгеолтехиздат, 1962, № 3 (37).

Копыстанский Р. С. К вопросу о роли трещиноватости в формировании нефтяных месторождений. В кн. «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений». М., Гостоптехиздат, 1959.

Корценштейн В. Н. Гидрогеология газонесущей провинции Центрального Предкавказья. М., Гостоптехиздат, 1960.

Корытникова Н. Н. О связи глубинных температур с термическими коэффициентами горных пород и формой глубинных структур. Изв. АН СССР, сер. географ. и геофиз., № 3, 1943.

Косыгин Ю. А. Тектоника нефтеносных областей. М., 1958.

Котяхов Ф. И., Серебрянников С. А. Количественное определение физических параметров трещинных коллекторов по данным гидродинамических исследований и фотокаротажа. Тез. докладов Второго Всес. совещания по проблеме трещинных коллекторов. Грозный, 1962.

Кравчинский З. Я. О возможных величинах пластовых давлений в нефтегазонасыщенных залежах Апшеронского порога. Геология нефти и газа, 1962, № 8.

Кравчинский З. Я., Султанов Р. Г. Грязевой вулканизм и нефтегазонасыщенность Апшеронского порога. Уч. зап. АзГУ, сер. геол.-географ. наук, № 4, 1963.

Красковский С. А., Мехтиев Ш. Ф. О термальном режиме нефтяных месторождений. Изв. АН Аз. ССР, отд. геол.-хим. наук, № 2, 1946.

Кротова В. А. О гидрохимических аномалиях на территории Волго-Уральской области. В кн. «Геология и геохимия», № 1 (7). ВНИГРИ, НТО нефтяников. Л., Гостоптехиздат, 1957.

Кругликов Н. М. О влиянии температуры подземных вод на точность расчета пластовых давлений и приведенных уровней. В кн. «Геология и геохимия» № 3 (9), ВНИГРИ, НТО нефть и газ. пром.-ти. Л., Гостоптехиздат, 1960.

Крымов В. П. Тектоника Терско-Сунженской области в связи с нефтегазонасыщенностью мезозойских отложений. Автореф. канд. диссертации. Грозный, 1962.

Кудрявцев Н. А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. В кн. «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений». М., Гостоптехиздат, 1959.

Кудрявцев Н. А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Тр. ВНИГРИ. Вып. 245, Л., Гостоптехиздат, 1963.

Кук П. В. Утяжеленные глинистые растворы для бурения в пластах с аномально высоким давлением. Четвертый междунар. нефт. конгресс. Т. 3. Бурение скважин и добыча нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1956.

Курбанмуратов А. Глубокие воды Юго-западного Туркменистана и перспективы нефтегазонасыщенности этого района по гидрогеологическим данным. Ашхабад. Изд. АН Туркмен. ССР, 1963.

Кусаков М. М., Гудок Н. С. Влияние внешнего давления на фильтрационные свойства нефтесодержащих пород. Нефть. хоз., 1958, № 6.

Ладыженский Н. Р. К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений Карпат. Геол. сб. Львовск. геол. о-ва, № 7—8, Львов, 1961.

Ларденуа Ж. М., Леви Р. Ж., Раметт С. Ж. Месторождения нефти и газа Марокко. В кн. «Азия, Австралия, Океания, Африка». 20-й междунар. геол. конгресс. Мат.-лы по геологии нефти. Т. 4. М., Гостоптехиздат, 1959.

Латко Т. Д., Измайлов Л. Б., Матаев Г. А. Причины нарушения обсадных колонн. Нефтяник, 1961, № 3.

Лещий Н. И., Мончак Л. С., Писоцкий И. И. Влияние горного давления на проницаемость пород Долинского месторождения. Нов. нефть и газ. техники. Нефтепромысловое дело, 1962, № 2.

Лидин Г. Д., Эттингер И. Л. Определение скорости газоотдачи в качестве метода выявления в угольных пластах зон опасных по выбросам. Уголь, 1954, № 12.

Линевский А. А. Природа больших пластовых давлений. Аз. нефть. хоз., 1955, № 7.

Линевский А. А. Проявления горного давления при бурении и эксплуатации скважин. Нефть. хоз., 1958, № 6.

Линецкий В. Ф. Аномальное пластовое давление как критерий времени формирования нефтяных залежей. В кн. «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений». М., Гостоптехиздат, 1959.

Линецкий В. Ф. Миграция нефти в условиях Скибовой зоны Восточных Карпат. В кн. «Геологическое строение и нефтегазонасыщенность западных и южных областей Украины». Киев, 1959.

Линецкий В. Ф. Гидрогеологическое значение больших избыточных давлений в закрытых структурах. Тр. Первого украинского гидрогеологического совещания. Т. 1. Вопросы гидрогеологии. Киев, 1961.

Лис Дж. М. Современные движения на Среднем Востоке. В кн. «Живая тектоника». М., ИЛ, 1957.

Лондон Э. Е. Некоторые особенности формирования залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. Геология нефти и газа, 1962, № 3.

Лысенков М. П. О строении верхнемеловых известняков нефтяного месторождения Карабулак-Ачалуки. В кн. «Геология и нефтегазонасыщенность Северного Кавказа». Тр. ГрозНИИ. Вып. 14. М., Гостоптехиздат, 1963.

Майдебор В. Н. Некоторые данные о разработке зарубежных нефтяных месторождений с трещинными коллекторами. Тез. докладов Второго всесоюзного совещания по проблеме трещинных коллекторов. Грозный, 1962.

Майдебор В. Н. К вопросу о создании теории проектирования разработки нефтяных месторождений с трещинными коллекторами. Тез. докладов Второго всесоюзного совещания по проблеме трещинных коллекторов. Грозный, 1962.

Максимович Г. К. Нефтяные месторождения Ирана. Нефть. хоз., 1963, № 3.

Маринов Н. А., Соколов Д. С., Фомин В. М. Современные проблемы гидрогеологии. Сов. геология, 1961, № 10.

Маринов Н. А. О гидрогеологическом районировании горноскладчатых стран. Сов. геология, 1962, № 2.

Масуренков Ю. П., Пантелеев И. Я. Современная деятельность вулкана Эльбрус. ДАН СССР, Т. 142, № 6, 1962.

Матвеев И. М. Определение коэффициента сжимаемости трещин карбонатных коллекторов по промысловым данным. Нефтепромысловое дело. Научно-технич. сб., № 3, М., ЦНИИТЭНефтегаз, 1963.

Машкович К. А. Фонтанные проявления по трещинам на промысле им. Азизбекова. Аз. нефть. хоз., 1936, № 8 (176).

Мелик-Пашаев В. С. О природе больших пластовых давлений в областях развития грязевого вулканизма. Аз. нефть. хоз., 1949, № 5 (275).

Мелик-Пашаев В. С. Аномально высокое давление в нефтяных и газовых месторождениях. Газ. промышленность, 1956, № 8.

Меркулов А. В. К вопросу о природе пластовых давлений в верхнемеловых нефтяных залежах Чечено-Ингушетии. Пятая науч.-техн. конференция ГрозНИИ. Тез. докладов. Грозный, 1961.

Меркулов А. В., Янкевич М. А. К вопросу о природе пластовых давлений в верхнемеловых нефтяных залежах Чечено-Ингушской АССР. В кн. «Вопросы геологии и нефтегазонасыщенности Восточного Предкавказья и Терско-Кумской равнины». Тр. ГрозНИИ. Вып. 9. М., Гостоптехиздат, 1961.

Меркушев О. В. Геологическое строение и нефтегазонасыщенность нового месторождения Тунгор. Нов. нефть и газ. техники. Геология, 1961, № 12.

Мехтиев Ш. Ф. Геотермические наблюдения максимальным термометром. Аз. нефть. хоз., 1946, № 2—3.

Мехтиев Ш. Ф., Горин В. А. О прямых признаках вертикальной миграции нефти и ее фазах в плиоцене и антропогене Апшеронского полуострова. Уч. зап. АзГУ, сер. геол.-географ. наук, № 6, 1961.

Мехтиев Ш. Ф., Горин В. А. Об одной закономерности в расположении выходов нефти в северо-восточной части Апшеронского полуострова. Уч. зап. АзГУ, сер. геол.-географ. наук, № 4, 1961.

Мещеряков Ю. А. Применение геоморфологических методов при поисках газа и нефти. Мат.-лы Второго геоморфологического совещания. М., 1959.

Мещеряков Ю. А. Задачи и методы геолого-геоморфологических исследований при изучении современных тектонических движений. В кн. «Современные тектонические движения земной коры и методы их изучения». М., Изд. АН СССР, 1961.

Мещеряков Ю. А., Синягина М. И. Состояние знаний о современных движениях земной коры. В кн. «Современные тектонические движения земной коры и методы их изучения». М., Изд. АН СССР, 1961.

Мещеряков Ю. А. Вековые движения земной коры. Некоторые итоги и задачи исследований. Сб. статей «Современные движения земной коры», № 1. М., Изд. АН СССР, 1963.

Миросниченко В. П. Явления грязевого вулканизма при Ашхабадском землетрясении в августе 1948 г. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1951.

Михайлюк Р. А. и др. О расширении площади промышленной нефтеносности Битковского покрова. Нов. нефт. и газ. техники. Геология, 1961, № 5.

Муди Дж., Хилл М. Сдвиговая тектоника. Пер. с англ. В кн. «Вопросы современной зарубежной тектоники». М., ИЛ, 1960.

Муратов В. М. Морские и речные террасы северо-западного Кавказа в связи с неотектоническими движениями. Бюлл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол., 1961, № 6.

Муссаев С. Э. Нефтегазосность верхнемеловых и фораминиферовых отложений Дагестана. Тр. геол. ин-та. Т. 2. Дагест. фил. АН СССР. Махачкала, 1961.

Муссаев С. Э. Перспективы нефтегазосности мезозойских отложений Дагестана. Тр. геол. ин-та. Т. 2. Дагест. фил. АН СССР. Махачкала, 1961.

Мустафаев М. М. Изменение качества нефтей Бибиэбатского месторождения со стратиграфической глубиной и глубиной залегания отдельного пласта. Аз. нефт. хоз., 1959, № 5 (395).

Мустафаев М. М. и др. Глубинные воды Бибиэбата. Аз. нефт. хоз., 1963, № 6 (444).

Мухин Ю. В. О диалектическом понимании гидрогеологической роли глинистых отложений как водоупорных разделов. Бюлл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол., 1961, № 2.

Мэй У. У. Скоростное бурение скважины с аномально высоким пластовым давлением в газоносном пласте. Инженер-нефтяник, 1963, № 3.

Мятлев А. Н. Напорный комплекс подземных вод и колодцы. Изв. АН СССР. Отд. техн. наук, № 9, 1947.

Надаи А. Пластичность. М. — Л., ОНТИ НКТП СССР, 1936.

Наливкин В. Д. и др. Волго-Уральская нефтеносная область. Тектоника. Тр. ВНИГРИ. Вып. 100. Л., Гостоптехиздат, 1956.

Неручев С. Г. О составе битумов, эмигрирующих из органического вещества материнских пород и процессах аккумуляции их в ловушках. ДАН СССР. Т. 143, № 1, 1962.

Николаев В. М. Пластовые давления в верхнемеловых отложениях Черных гор и Передовых хребтов. В кн. «Геология третичных и мезозойских отложений Северного Кавказа и Предкавказья». Тр. ГрозНИИ, Вып. 8, М., Гостоптехиздат, 1960.

Николаев Н. И., Шульц С. С. Карта новейшей тектоники СССР. Масштаб 1:5 000 000. АН СССР, МГ и ОН СССР, МВО СССР, 1959.

Николаев Н. И., Шульц С. С. Карта новейшей тектоники СССР. Изв. высш. учебн. заведений. Геология и разведка, 1961, № 10.

Николаев Н. И. О практическом использовании данных неотектоники. Сов. геология, 1961, № 5.

Николаев Н. И. Неотектоника и ее выражение в структуре и рельефе территории СССР. М., Гостоптехиздат, 1962.

Новосилецкий Р. М. Формирование нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья. Нефт. и газ. промышленность. Науч.-техн. сб., Киев, 1961, № 3.

Новосилецкий Р. М. Аномально высокие пластовые давления в коллекторах Предкарпатья. Нефт. и газ. промышленность. Науч.-техн. сб., Киев, 1961, № 1.

Новосилецкий Р. М. Закономерности уплотнения коллекторов в месторождениях с большим этажом нефтегазосности. Нефт. и газ. промышленность. Науч.-техн. сб., Киев, 1962, № 2.

Новосилецкий Р. М. Нефтяные и нефтегазовые месторождения Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и условия их формирования. Автореф. канд. диссертации. Львов, 1963.

Обрядчиков С. Н. Температурные условия образования нефти в природе. Нефт. хоз., 1946, № 3—4.

Овнатанов С. Т. Вскрытие пласта и освоение скважин. М., Гостоптехиздат, 1959.

Овнатанов С. Т. Геология и нефтегазосность Фатмаи-Зыхской антиклинальной зоны Апшеронского полуострова. Баку, 1962.

Огильви Н. А. Вопросы теории геотемпературных полей в приложениях к геотермическим методам разведки подземных вод. В кн. «Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли». Т. 1. М., Изд. АН СССР, 1959.

Окада А. Уси. Деформации земной поверхности, сопровождавшие землетрясение в Нагаока 2 февраля 1961 г. Bull. Earthquake Res. Inst., Univ. Tokyo, 39, 1961, № 3.

Оленин В. Б., Соколов Б. А. Распределение природного газа на Земном шаре. Нефтегазовая геология и геофизика, 1963, № 3.

Певнев А. К. Результаты повторного нивелирования в районе Баскунчакского соляного купола. В кн. «Современные тектонические движения земной коры и методы их изучения». М., Изд. АН СССР, 1961.

Петрушевский Б. А. Геологические условия возникновения землетрясений. Сов. геология, 1960, № 2.

Печук И. М., Кульбачный А. Н. Гидроразрыв в угольной промышленности. Нефт. хоз., 1961, № 12.

Плющ А. М. О градиенте давления при гидроразрыве пласта на площадях Прикаспийской моноклинали. Изв. АН Аз. ССР, сер. геол.-географ. наук и нефти, № 4, 1962.

Порфирьев В. Б., Линецкий В. Ф. Вопросы миграции нефти. Тр. Львовского геол. о-ва, сер. геологии нефти. Вып. 2. Харьков, Изд. Харьковского ГУ, 1952.

Поспелов Г. Л. Геологические предпосылки к физике рудоконтролирующих флюидопроводников. Геология и геофизика, 1963, № 3.

Поспелов Г. Л. Геологические предпосылки к физике рудоконтролирующих флюидопроводников. Геология и геофизика, 1963, № 4.

Рахманов Р. Р. Связь грязевых вулканов с глубинной тектоникой. Аз. нефт. хоз., 1963, № 7 (445).

Рейндер П. А. Физико-химическая механика — новая область науки. М., «Знание», 1958.

Рихтер В. Г. Об оценке метода повторного нивелирования при изучении современных тектонических движений. Бюлл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол. Т. 32, Вып. 2, 1957.

Рихтер В. Г. Некоторые черты современной тектоники впадины Каспийского моря. ДАН СССР. Т. 126, № 2, 1959.

Рудич Е. М. Современные движения Сахалина. ДАН СССР. Т. 141, № 2, 1961.

Савченко В. П. Вопросы формирования нефтяных и газовых залежей. Нефт. хоз., 1952, № 5.

Самедов Ф. И., Мамедов С. А. Новые данные о тектонике северо-восточного крыла месторождения Нефтяные Камни. Аз. нефт. хоз., 1963, № 2 (440).

Сеид-Рза М. К. Технология бурения глубоких скважин в осложненных условиях. Баку, Аз. гос. изд., 1963.

Семенович В. В. Геологическое строение и нефтегазосность Челекена. В кн. «Геология и нефтегазосность юга СССР. Туркменистан и Западный Казахстан». Тр. КЮГЭ. Вып. 5. Л., Гостоптехиздат, 1960.

Сетунская Л. Е. Особенности современных тектонических движений Русской платформы и Урала. В кн. «Современные тектонические движения земной коры и методы их изучения». М., Изд. АН СССР, 1961.

Сирьк И. М., Федорченко В. И. Извержение Пугачевского грязевого вулкана на Сахалине осенью 1961 г. Геология и геофизика. Тр. Сахалинск. компл. научно-исслед. ин-та. Вып. 12. Южно-Сахалинск, 1962.

Скира Л. Я., Краушкин В. А. Новые данные о нефтегазоносности эоценово-палеоценовых отложений Битковского поднадвига. Нов. нефть и газ. техники. Геология, 1961, № 5.

Смехов Е. М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. Тр. ВНИГРИ. Вып. 172. Л., Гостоптехиздат, 1961.

Снарский А. Н. Давление в нефтяных залежах. Уч. зап. Львовск. политехнич. ин-та. Вып. 16, сер. нефть, № 4, 1949.

Снарский А. Н. Некоторые вопросы миграции нефти и формирования ее залежей. В кн. «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений». М., Гостоптехиздат, 1959.

Солдуб В. Б. Строение передовых прогибов Альпийской геосинклинальной зоны и краевой области Русской платформы Юга Европейской части СССР (по данным геофизики). Автореф. докт. диссертации, 1962.

Спелдинг Дж. Управление горным давлением. Теория и практика. В кн. «Вопросы теории горного давления». М., Госгортехиздат, 1961.

Сутер Х. Современная тектоническая деятельность в Тринидаде (Британская Вест-Индия). В кн. «Живая тектоника». М., ИЛ, 1957.

Табасаранский З. А. Условия формирования локальных структур Центрального Предкавказья. Геология нефти и газа, 1960, № 6.

Тамразян Г. П. К вопросу о некоторых особенностях расположения грязевых вулканов Восточного Азербайджана. ДАН СССР. Т. 118, № 4, 1958.

Тамразян Г. П. Об одной особенности распределения нефтегазовых месторождений Азербайджанской ССР и газовых месторождений СССР. ДАН СССР. Т. 124, № 6, 1959.

Тамразян Г. П. Пространственно-временная сопряженность деятельности вулканов, как один из признаков наличия глубинного разлома, и некоторые вопросы ее периодичности. Изв. высш. учебн. заведений. Геология и разведка, 1963, № 2.

Ткачук В. Г., Романюк А. Ф. Гидрогеологические особенности глубинной поднадвиговой складки Бориславского месторождения. Нефть и газ. промышленность. Науч.-техн. сб., Киев, 1962, № 2.

Туляганов Х. Т. Некоторые результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в Узбекистане и дальнейшее направление этих работ. Сов. геология, 1963, № 7.

Тхостов Б. А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М., Гостоптехиздат, 1960.

Тычино Н. Я., Бабошина О. А. Гидрогеологическая характеристика нефтяных и газовых горизонтов Иркутского амфитеатра. Бюлл. науч.-техн. информ. № 1 (45). Госгеолком СССР. М., Госгеолтехиздат, 1963.

Феньев Н. В. Месторождение нефти и газа Селли в Дагестане. Геология нефти, 1958, № 3.

Фертельмейстер Я. Н., Шатилов В. А. Связь некоторых свойств углей и углистых пород с их геологической характеристикой. Разведка и охрана недр, 1956, № 2.

Ферэлл Х. Х. и др. Влияние горного давления на фильтрацию нефти в глубоко залегающих пластах. Экспресс-информация. Нефтепромысловое дело, 1963, № 6.

Фотеева Н. И. К вопросу о новейших тектонических движениях в связи с данными повторных нивелировок на западном побережье Каспия. В кн. «Материалы по геоморфологии и палеогеографии СССР». Тр. ин-та географии АН СССР. Т. 65. М., Изд. АН СССР, 1955.

Хазнаферов А. И. Изменение свойств пластовой нефти в залежах кумского горизонта Ново-Дмитриевского месторождения и V горизонта мезотических отложений Анастасиевско-Троицкого месторождения. В кн. «Бурение скважин, разработка нефтяных и газовых м-ний». Тр. КФ ВНИИ. Вып. 9. М., Гостоптехиздат, 1962.

Хаин В. Е. Основные типы тектонических структур, особенности и причины их развития. В кн. «Структура земной коры и деформации горных пород». Междунар. геол. конгресс, 21-я сессия. Докл. сов. геологов. Пробл. 18. М., Изд. АН СССР, 1960.

Халбути М. Т., Хардин Г. С. Новые геологические исследования, приводящие к открытиям больших запасов нефти и газа в солянокупольных структурах Тексас-Луизианского побережья Мексиканского залива. Четвертый междунар. нефт. конгресс. Т. 1. Геология нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1956.

Хачикян Г. Г. Влияние образования трещин в массиве горных пород, пересекаемых напорными тоннелями, на коэффициент отпора. Изв. АН Армян. СССР, сер. геол. и географ. наук. Т. 15, № 4, 1962.

Хилл М. Л. Нефть в Калифорнии. В кн. «Северная и Южная Америка». 20-й междунар. геол. конгресс. Мат-лы по геологии нефти. Т. 3. М., Гостоптехиздат, 1959.

Хлобустов А. А. О направлении экспериментальных исследований по деформации горных пород. Уз. геол. журнал, 1962, № 1.

Ходот В. В. Некоторые вопросы теории внезапных выбросов угля и газа. В кн. «Научн. исслед. в области борьбы с внезапн. выбросами угля и газа». М., Углетехиздат, 1958.

Чирвинский П. Н. Аналогии в миграции нефтей и рудоносных растворов. Уч. зап. Пермского ГУ. Т. 7. Вып. 1, 1952.

Шайдеров А. М. Геотермические наблюдения в Новогрозненском районе. Аз. нефт. хоз., 1929, № 4.

Шамсиев А. А. Обвалы пород при бурении нефтяных и газовых скважин. Баку, 1955.

Шарданов А. Н. Типы нефтегазовых залежей Кубани и условия их формирования. В кн. «Проблемы нефтяной геологии и вопросы методики лабораторных исследований». Тр. ВНИГНИ. Вып. 27. Л., Гостоптехиздат, 1960.

Шатилов В. А. Зональность внезапных выбросов угля и газа в шахтах Донбасса. М., Госгортехиздат, 1962.

Шерстнев Н. М., Салаев С. Г. О больших пластовых давлениях на тектонически осложненных площадях. Аз. нефт. хоз., 1954, № 5.

Щелкачев В. Н. Влияние упругих свойств жидкости на режим пласта и поведение скважин. Тр. ГНИ и ГрозНИИ. Вып. 5. Грозный, 1945.

Щелкачев В. Н. Упругий режим пластовых водонапорных систем. М., Гостоптехиздат, 1948.

Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959.

Щелкачев В. Н. Дополнительное обоснование преимуществ поддержания пластового давления в связи с обобщенным доказательством одной из важнейших теорем теории упругого режима. Нефть. хоз., 1962, № 2.

Шербина В. В. К вопросу о зональности, рудных месторождений (факторы, влияющие на зональность отложения). В кн. «Symposium-Problems of Postmagmatic Ore Deposition». Vol. 1. Prague, 1963.

Якубов А. А., Зейналов М. М. К вопросу о генезисе грязевых вулканов. Изв. высш. учебн. заведений. Нефть и газ, 1962, № 12.

Якушева А. Ф. Неотектоника Восточного и Центрального Предкавказья. Сов. геология, 1960, № 8.

Abai I. a. o. History and development of the Alborz and Sarajeh fields of Central Iran. News Letter (a monthly pub. of the Natl Iranian Oil Comp., Teh., Iran), 1963, № 61.

Abraham W. E. V. Geological aspects of deep drilling problems. J. Inst. Petroleum Technologists, Ld., vol. 23, No 164, 1937.

Alaska has second oil strike — at last. Oil and Gas. J., vol. 61, 1963, No 39.

Alexander Ira H. Horizontal earth movement in the Baldwin Hills, Los Angeles area. J. Geophys. Res., 67, No 6, 1962.

Anderson Van Vleck R. Tertiary stratigraphy and orogeny of the Northern Punjab. Bull. Geol. Soc. Amer., vol. 38, No 4, 1927.

Anderson J. L. Petroleum geology of Colombia, South America. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 29, No 8, 1945.

Andersen K. H., Baker R. I., Raoofi J. Development of methods for analysis of Iranian Asmari reservoirs. News Letter (a monthly pub. of the Natl Iranian Oil Comp., Teh., Iran), 1963, No 63.

- Anonymous. Deepest well plugs back, but still champ. Oil and Gas J., vol. 55, No 5, 1957.
- Arthur J. L. Discussion: E. V. Watts. Some aspects of high pressures in the D-7 zone of the Ventura Avenue field. Trans. Amer. Inst. Min. and Met. Eng., vol. 174, Petroleum Div., N. Y., 1948.
- Atwater G. I. Future of Louisiana offshore oil province. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 40, No 11, 1956.
- Atwater G. I., Forman M. J. Nature of growth of southern Louisiana salt domes and its effect on petroleum accumulation. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 43, No 11, 1959.
- Austin C. R. Earthquake fluctuations in wells in New Jersey. N. Jer. Dept Cons. and Econ. Devel., Div. Water Policy and Supply, Water Res., Circ. 5, 1960.
- Bailey T. L. Late pleistocene Coast Range orogenesis in Southern California. Bull. Geol. Soc. Amer., vol. 54, No 10, 1943.
- Bailey T. L. Discussion: E. V. Watts. Some aspects of high pressures in the D-7 zone of the Ventura Avenue field. Trans. Amer. Inst. Min. and Met. Eng., vol. 174, Petroleum Div. N. Y., 1948.
- Baldwin H. L. Tupungato oil field, Mendoza, Argentina. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 28, N 10, 1944.
- Barton D. C. Mechanics of formation of salt domes with special references to Gulf Coast salt domes of Texas and Louisiana. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 17, No 9, 1933.
- Belchic H. C. The Winnfield salt dome, Winn Parish, Louisiana. Shreveport Geol. Soc. G-book, 1960.
- Berger Y. Lacq profond: gisement de gaz a pression anormalement élevée. Problemes de forage. Revue Inst. Fran. Petrole, vol. 10, No 11, 1955.
- Biot M. A. Theory of folding of stratified viscoelastic media and its implications in tectonics and orogenesis. Bull. Geol. Soc. Amer., vol. 72, No 11, 1961.
- Blanchard F. B., Byerly P. The effect of distant earthquakes on the water-level in wells. Trans of the Amer. Geophys. Union, pt 2, 1936.
- Blowout in Britain enlivens North Sea oil hunt. Oil and Gas J., vol. 61, No 21, 1963.
- Boots B. P. Discussion: G. Dickinson. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in the Gulf Coast region of Louisiana, USA. Third World Petroleum Cong., the Hague, 1951. Proc. Sect. 1, Geology-Geophysics. Leiden, E. J. Brill, 1951.
- Brunei, Sarawak and North Borneo petroleum production, resources and industry. Symposium on the devel. of Petroleum Res. of Asia and the Far East. Second session, Teh., Iran, 1-15 Sept., 1962.
- Cannon G. E., Craze R. C. Excessive pressures and pressure variations with depth of petroleum reservoirs in the Gulf Coast Region of Texas and Louisiana. Trans. Amer. Inst. Min. and Met. Eng., vol. 127, No 1, 1938.
- Cannon G. E., Sullins R. S. Problems encountered in drilling abnormal pressure formations. Oil Weekly, May 27, 1946.
- Carsey J. B. Geology of Gulf Coastal area and continental shelf. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 34, No 3, 1950.
- Case history of Chinshui gas field, Taiwan, China. Symposium on the devel. of Petroleum Res. of Asia and the Far East. Second session, Teh., Iran, 1-15 Sept., 1962.
- Chaney P. E. Abnormal pressures lost circulation Gulf coast's top drilling problem. Oil and Gas J., vol. 47, No 51, 1949.
- Colvill G. W. Notes on deep wells drilled in Iran. J. Inst. Petroleum Technologists, Ltd., vol. 23, No 164, 1937.
- Comins D. Discussion: G. Dickinson. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in the Gulf Coast region of Louisiana, USA. Third World Petroleum Cong., the Hague, 1951. Proc. Sect. 1, Geology-Geophysics. Leiden, E. J. Brill, 1951.
- Cooke P. W. Some aspects of high weight muds used in drilling abnormally high pressure formation. Fourth World Petroleum Cong. Proc. Sect. 2. Roma, 1955.
- Darton N. H. Geothermal data of the United States. Bull. US Geol. Surv., № 701, WASHN, 1920.
- Dawson D. D. Mud problems in drilling deep wells. Petroleum Eng., vol. 26, No 1, pt. 2, 1954.
- Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 37, No 2, 1953.
- Donnelly A. S. High-pressure Jates sand gas problem, East Wason field, Joakum County, West Texas. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 25, No 10, 1941.
- Eardley A. J. Structural Geology of North America. N. Y., 1951.
- Funkhouser H. J., Sass L. C., Hedberg H. D. Santa Ana, San Joaquin, Guarico, and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), Central Anzoategui; Venezuela. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 32, No 10, 1948.
- Gilluly J. Distribution of mountain building in geologic time. Bull. Geol. Soc. Amer., vol. 60, No 4, 1949.
- Griffith T. E., Miller C. O. High-Pressure-Gas Production in Louisiana. Oil and Gas J., vol. 52, No 51, 1954.
- Haas J. O., Hoffman C. K. Temperature gradient in Pechelbroun oil bearing region, lower Alsace; its determination and relation to oil reserved. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 13, No 10, 1929.
- Handin I. a. o. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: pore pressure tests. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 47, No 5, 1963.
- Hawtof E. M. Results of deep well temperature measurements in Texas. Bull. Amer. Petroleum Inst., 205, 1930.
- Hirtz P. S. Recent oil development in France. J. Inst. of Petroleum, vol. 42, No 394, Ltd., 1956.
- Hoy R. B., Foose R. M., O'Neill B. J. Structure of Winnfield salt dome, Winn Parish, Louisiana. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 46, No 8, 1962.
- Hubbert M. K., Rubey W. W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. I. Bull. Geol. Soc. Amer., vol. 70, No 2, 1959.
- Illing V. C. Origin of pressure in oilpools. В кн. «Science of Petroleum». Oxf. Univ. Press, 1938₁.
- Illing V. C. The migration of oil. В кн. «Science of Petroleum». Oxf. Univ. Press, 1938₂.
- Keep C. E., Ward H. L. Drilling against high rock pressures with particular reference to operations conducted in the Khaur field, Punjab. J. Inst. Petroleum Technologists, Ltd., vol. 20, No 133, 1934.
- Kok P. C., Thomeer J. H. M. A. Abnormal pressures in oil and gas reservoirs. Geol. en Minjbouw. Nieuwe serie, 17-e jaargang, № 8, 1955.
- Kornfeld J. A. Danger below! Abnormal reservoir pressures. Oil and Gas J., vol. 53, No 6, 1954.
- Lahee F. H. Oil seepages and oil production associated with volcanic plugs in Mendoza province, Argentina. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 16, No 8, 1932.
- Lammers E. C. H. Thrust faulting in the Ventura basin, California (abstract). Oil and Gas J., vol. 45, No 47, 1947.
- Lane H. W. Drilling practices in Iran. Oil and Gas J., vol. 48, No 13, 1949.
- Lapparent C., Albert P. Hassi Messaoud, Saharan oil giant. World Petroleum, vol. 31, No 6, 1960.
- Leach C. L., Neel H. H. Landslides Ventura-Avenue oil field (abstract). Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., vol. 30, No 1, 1946.
- Lees G. M. Discussion: G. Dickinson. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in the Gulf Coast region of Louisiana, USA. Third World Petroleum Cong., the Hague, 1951. Proc. Sect. 1, Geology-Geophysics. Leiden, E. J. Brill, 1951.
- Left L. D., Left F. J. Cause of microseisms — a theory. Bull. Geol. Soc. Amer., vol. 73, No 8, 1962.

Levorsen A. J. *Geology of Petroleum*. S. F., W. H. Freeman and Comp., 1956.

Lilley E. R. *The Geology of Petroleum and Natural Gas*. Ld., Chapman and Hall Ltd., 1928.

Lofgren Ben E. Land subsidence adjacent to the White Wolf fault near Bakersfield, California. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, vol. 71, No 12, pt. 2, 1960.

Mc Caslin L. S. Tide Water's record-breaking well-bottom — hole pressure 12 635 psi. *Oil and Gas J.*, vol. 48, No 18, 1949.

Mc Laughlin P. Gulf Coast drilling to-day. *World Oil*, vol. 138, No 7, 1954.

Mc Naughton D. A. Dilatancy in migration and accumulation of oil in metamorphic rocks. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 37, No 2, 1953.

Meinzer G. E. Compressibility and Elasticity of Artesian Aquifers. *Economical Geol.*, vol. 23, No 3, 1928.

Milam L. B. Saudi Arabia field has unique history of oil exploration. *Oil and Gas Int.*, vol. 3, 1963, No 3.

Millikan C. V. Geological application of bottom-hole pressures. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 16, No 9, 1932.

Mostofi B., Gansser A. The story behind the 5 Alborz... most spectacular discovery of 1956. *Oil and Gas J.*, vol. 55, No 3, 1957.

Muskat M. The flow of homogeneous fluids through porous media. N. Y.-Ld., 1937.

Nichols E. A. Geothermal gradients in Mid-Continent and Gulf Coast oil fields (abstract). *Oil and Gas J.*, vol. 45, No 22, 1946.

Pinfold E. S. Oil production from upper Tertiary fresh-water deposits of West Pakistan. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 38, No 8, 1954.

Platt B. L. Fluid pressure in thrust faulting, a corollary. *Amer. J. Sci.*, vol. 260, No 2, 1962.

Pratt W. P. Local evidence of Pleistocene to Recent orogeny in the Argentine Andes. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, vol. 72, No 10, 1961.

Progress of oil exploration in the Philippines. Symposium on the development of Petroleum Res. of Asia and the Far East. Second session. Teh., Iran, 1—15 Sept., 1962.

Quarles M. Salt-ridge hypothesis on origin of Texas Gulf Coast type of faulting. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 37, No 3, 1953.

Reed P. Trinidad leaseholds applies advanced methods in drilling and production. *Oil and Gas J.*, vol. 45, No 22, 1946.

Roach C. B. Intrusive shale dome in South Thornwell field, Jefferson Davis and Cameron parishes, Louisiana. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 46, No 12, 1962.

Rubey W. W., Hubbert M. K. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. II. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, vol. 70, No 2, 1959.

Russell W. L. Reservoir water resistivities and possible hydrodynamic flow in Denver basin. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 45, No 12, 1961.

Scheidegger A. E. On the theory of flow of underground fluids in compressible strata. *Can. J. Physics*, vol. 37, No 3, 1959.

Scheidegger A. E. Underground Stresses. *J. Alberta Soc. Petroleum Geol.*, vol. 9, No 10, 1961.

Segerstrom Kenneth. Eruption of water, sand and clay resulting from the earthquake of May 21, 1960, near Concepcion, Chile. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, vol. 71, No 12, 1960.

Sekules W. Outlook good for East Pakistan gas field. *World Oil*, vol. 147, No 1, 1958.

Short N. M. Applications of geology to underground nuclear explosions. *GeoTimes* (Amer. Geol. Inst., WASHN, D. C.), vol. 6, No 3, 1961.

Smith J. E. Basement reservoir of La Paz-Mara oil fields, Western Venezuela. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 40, No 2, 1956.

Suter H. H. The general and economic geology of Trinidad, British West Indies. *Colon. Geol. and min. Res. Ld.*, vol. 2, No 3, 4; 1951.

Suter H. H. The general and economic geology of Trinidad, British West Indies. *Colon. Geol. and min. Res. Ld.*, vol. 3, No 1; 1952.

Swenson F. A. Ground-water phenomena associated with the Hebgen Lake, Montana, earthquake of August 17, 1959. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, vol. 71, No 12, pt. 2, 1960.

Tainsh H. R. Tertiary geology and principal oil fields of Burma. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 34, No 5, 1950.

Terzaghi K., Peck R. B. *Soil mechanics in engineering practice*. N. Y., John Wiley and Sons, 1948.

Tharp J. M., Bailey J. E. Problems in completing high-pressure gas wells. *Petroleum Eng.*, vol. 28, No 9, 1956.

The development of the Seria field, Brunei. Symposium on the development of Petroleum Res. of Asia and the Far East. Second session. Teh., Iran, 1—15 Sept., 1962.

Thomeer J. H. M. A. The unstable behaviour of shale formations in boreholes and its control by properly adjusted mudflush quality. Fourth World Petroleum Cong. Proc. Sect. 2, Roma, 1955.

Thomeer J. H. M. A., Bottema J. A. Increasing occurrence of abnormally high reservoir pressures in boreholes, and drilling problems resulting therefrom. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 45, No 10, 1961.

Tolman C. F. *Ground-Water*. N. Y.-Ld., 1937.

Travis R. B. La Brea-Parinas oil field, Northwestern Peru. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 37, No 9, 1953.

Wall J. R., Murray G. E., Diaz G. T. Geologic occurrence of intrusive gypsum and its effect on structural forms in Coahuila marginal folded province of northeastern Mexico. *Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol.*, vol. 45, No 9, 1961.

Watts E. V. Some aspects of high pressures in the D-7 zone of the Ventura Avenue field. *Trans. Amer. Inst. Min. and Met. Eng.*, vol. 174. Petroleum Div. N. Y., 1948.

White D. E. Violent mud-volcano eruption of Lake City Hot Springs, Northeastern California. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, vol. 66, No 9, 1955.

White J. C. The geology of natural gas. *Sci.*, vol. 5, No 125, Camb., Mass., 1885.

Whitten C. A. Measurement of small movements in the Earth's crust. *Momalais tiedekat. toimituks.*, ser. A 3, No 61, 1961.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава I. Предпосылки возникновения АВПД под влиянием неотектогенеза	8
Глава II. О пластовых давлениях в альпийских подвижных зонах и на платформах	24
Глава III. АВПД в альпийских подвижных зонах	39
Особенности месторождений с АВПД	—
Характеристика залежей с АВПД	56
Типичные черты АВПД	60
Признаки палеоцен-четвертичной вертикальной миграции флюидов, сопряженной с АВПД	88
Проявления неотектогенеза в связи с АВПД	96
Природа АВПД в месторождениях альпийских подвижных зон	104
Глава IV. АВПД на платформах	114
Глава V. О положительных геотермических аномалиях, связанных с АВПД	121
Глава VI. О формировании, поисках и разведке месторождений с АВПД	126
Глава VII. АВПД в верхнемеловом резервуаре нефтяного месторождения Карабулак-Ачалуки (Восточное Предкавказье)	147
Литература	150

Кирилл Александрович Аникиев

Аномально высокие пластовые давления
в нефтяных и газовых месторождениях

Ведущий редактор В. И. Гинзбург.

Технический редактор А. Б. Лещуржинская.

Корректоры: О. Ю. Александрова и И. М. Филиппова.

Сдано в набор 1/IV 1964 г.

Подписано к печати 10/VI 1964 г.

Формат бумаги 60 × 90/16.

Печ. л. 101/2. Усл. л. 10,5.

Уч.-изд. л. 11,81.

М-24170.

Тираж 1000 экз.

Индекс 11—5—4.

Опубликовано в Темплане 6. Госонтехиздата за 1964 г. № 168.

Издательство «Недра». Ленинградское отделение. Ленинград, ул. Ломоносова, 22.

Издательский № 726. Заказ № 1627.

Ленинградская типография № 14 «Красный Печатник» Главполиграфпрома

Государственного комитета Совета Министров СССР по печати.

Московский проспект, 91.

Цена 83 коп.

ЗАМЕЧЕННЫЕ ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
127	18 сл.	упруго-фильтрационных	упруго-пульсационных

Заказ 1627.