

К ПРОБЛЕМЕ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ, ФЛЮИДОДИНАМИКИ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ СТРУКТУР ЗЕМНОЙ КОРЫ

В. В. Поспелов

(РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)

Геодинамические и флюидодинамические процессы являются одним из определяющих факторов нефтегазообразования и накопления углеводородов в литосфере. С ними связано формирование зон разуплотнения и трещиноватости, к которым приурочены залежи нефти и газа в массивных породах различного генезиса, в том числе и в кристаллических образованиях фундамента осадочных бассейнов. Флюидодинамический режим системы осадочная толща — фундамент контролируется ее тектонофизическими характеристиками, поддающимися экспериментальному исследованию как в лаборатории, так и путем комбинации кинетических и динамических параметров сейсмического сигнала, а также по результатам прямых наблюдений за составом и свойствами нефтей. Перспективными представляются исследования магматических интрузий как индикатора палеонапряжений в геологическом теле. Весьма информативным является и метод термодинамического градиента, позволяющий в определенных условиях восстанавливать направления и интенсивность фильтрации в различные геологические эпохи.

The geodynamic and fluidodynamic processes are leading factors of hydrocarbon nature and accumulation in lithosphere. Formation of sheared and fractured zones is closely related with these processes and thereby serves as a premise for forming traps of tectonic fractured type in basement rocks. Fluidodynamic events of a system sedimentary section—basement are determined by its tectonophysical characteristics yielding to an experimental laboratory work as well as by dynamic and kinetic parameters of seismic wave or direct observation of oil properties.

Нефтегазообразование и нефтегазонакопление в литосфере определяются, как это было установлено в последние годы, не только общепризнанными факторами — благоприятной геохимической обстановкой, скоростью осадконакопления, присутствием коллекторов и флюидопоров, но и не менее важными процессами — гео- и флюидодинамикой.

Так, промышленные залежи углеводородов в кристаллическом фундаменте могут рассматриваться как результат термолиза рассеянного органического вещества первично-осадочного комплекса, участвующего в процессах субдукции, аккреции и, в конечном счете, гранитизации нефтематеринских пород (Гаврилов, 1988, 1995). Одновременно с этим возникают и углеводородные флюиды, транспортируемые общим водоминеральным потоком в области пониженных тектонических напряжений — в зоны разгрузки с характерной для них разломной тектоникой и трещиноватостью.

Рассматривая осадочную толщу как некую дискретную систему, реагирующую на динамику фундамента перемещением ее отдельных блоков, есть все основания полагать, что этот процесс будет сопровождаться дифференциацией тектонических напряжений в пределах блоков и различной скоростью релаксации напряжений в них. Область пониженных давлений будет формироваться в наиболее подвиж-

ном и дислоцированном блоке, куда и устремится поток флюида, в первую очередь его легкие фракции. Отсюда следует, что если найти способ оценки геометрии блоков, их динамики и степени разуплотнения, то можно с определенной долей вероятности и обоснованности прогнозировать как миграционные, так и аккумуляционные флюидодинамические процессы в проницаемых участках осадочного чехла или в самом теле фундамента.

Еще в 1989 г. Б. А. Соколов подчеркивал важную роль флюидодинамического фактора во всех явлениях, происходящих в нефтегазонаосном бассейне — от преобразования органического

вещества в углеводороды до их аккумуляции и разрушения залежи. С флюидодинамикой связаны и вторичные (постседиментационные, постмагматические) процессы, в том числе трещинообразование и формирование некоторых нетрадиционных ловушек нефти и газа (гидродинамических, жильных, катагенетических).

Особое значение во флюидодинамике имеет, как это следует из сказанного выше, фундамент осадочного бассейна. Его структура и свойства могут рассматриваться как начальные и граничные условия при определении параметров блоковой динамики системы фундамент — осадочная толща [8]. Кроме того, в свете последних открытий промышленных залежей нефти в погребенных выступях кристаллического фундамента, в частности на южном шельфе Вьетнама, тектонофизические и флюидодинамические процессы собственно в фундаменте представляют несомненный интерес. Особенности флюидодинамических режимов в пределах таких локальных структур в значительной, если не в решающей степени контролируются напряженно-деформированным состоянием массива в различные геологические эпохи.

С позиций глобальной геодинамики состояние геологической среды, в первую очередь ее блоковая структура, обусловлено спиралевидно-скручивающим

движением масс Земли в условиях неравномерного распределения по объему инерциальных сил, связанных ее вращению [6]. Результатом этого движения является формирование глобальных полей напряжения и подвижных блоков различного масштаба, дискретности и динамической устойчивости, определяемых состоянием полей напряжения в данном объеме среды и скоростью их релаксации. В свою очередь от характера напряженно-деформированного состояния, как это уже указывалось, зависит флюидодинамический режим недр.

Задача изучения полей напряжения в горных массивах относится к области тектонофизики, развитие которой традиционно связано с исследованиями тектонических процессов, вулканизма, сейсмичности, и лишь в последние годы напряженное состояние земной коры стало рассматриваться как один из основных факторов, ответственных за нефтегазообразование и флюидодинамические процессы формирования залежей УВ, в том числе нетрадиционных [4, 5, 9, 12].

Экспериментальные оценки напряжений в горных массивах возможны по результатам лабораторных испытаний образцов пород на прочность, путем статистического анализа зон трещиноватости разломных структур с использованием современных аэрокосмических и геофизических методов, геодинимического мониторинга.

На основе этих исследований, пользуясь установленным М. В. Гзовским (1963, 1967 и др.) соотношением плотности пространственного распределения систем трещин одинакового типа и ориентации, можно приблизительно оценить величину древних касательных напряжений в массиве пород, если известна зависимость прочности от длительности действия напряжений (см. ниже).

В последние годы получило развитие динамико-флюидное моделирование (ДФМ) динамических структур земной коры, решающее, в частности, задачу определения аномалий литостатических давлений по параметрам отраженных волн в сейсморазведке [5, 8]. Развиваются способы численного моделирования механического поведения массива пород, основанные на решениях краевых задач упругого или вязкоупругого поведения среды, в частности, с помощью метода конечных элементов [8]. Получила развитие теория динамических структур земных недр, в которой складкообразование и блоковое строение горных массивов связываются с длительностью деформаций [3]. Эта теория основывается на установленном еще в 60-х гг. прошлого столетия М. В. Гзовским закономерном снижении прочности горных пород с ростом длительности напряжений [2]. Эмпирическая связь прочности породы на скалывание ($P_{ск.}$) по Гзовскому, со временем (t) действия напряжений и условно-мгновенной прочностью (P_0), определяемой в лаборатории, описывается формулой

$$P_{ск.} = P_0 - k \cdot \ln t,$$

где k — коэффициент, характеризующий зависимость прочности от t и имеющий размерность напряжения.

Для формирования достаточно крупных тектонических нарушений, определяющих блоковую структуру массива, необходимы, таким образом, не только большие напряжения, но и высокая скорость деформации. В лабораторных опытах скорость деформации при определении прочности породы составляет примерно 10^{-6} с^{-1} , а скорость геологических процессов, по данным многих исследователей, оценивается в $10^{-14} \dots 10^{-15} \text{ с}^{-1}$, т. е. на 7...9 порядков ниже скорости в лаборатории. Экспериментальные данные свидетельствуют об уменьшении предела прочности гранитов (δ_{ci}) с уменьшением скорости деформации независимо от бокового давления (рис. 1). Это означает, что в течение геологического времени и при неизменности направления и величины главного вектора напряжения в породе действительно могли возникнуть разрывные нарушения при гораздо более низких напряжениях, чем значения P_0 , установленные в лабораторных условиях.

В инженерной геологии существует понятие «крипа» — необратимой (неупругой) деформации тела, связанной с присутствием в нем неоднородностей, размер которых много меньше расстояния между ними. С течением времени на всех таких неоднородностях и в непосредственной близости от них создается некоторое избыточное напряжение, при превышении которым предела прочности материала произойдет его частичное разрушение с образованием разрывных нарушений (трещин). Ориентация нарушений, очевидно, зависит от распределения неоднородностей в объеме тела и их размеров. Как показано в работе [3], именно релаксирующие (неупругие) деформации определяют временной ход дефор-

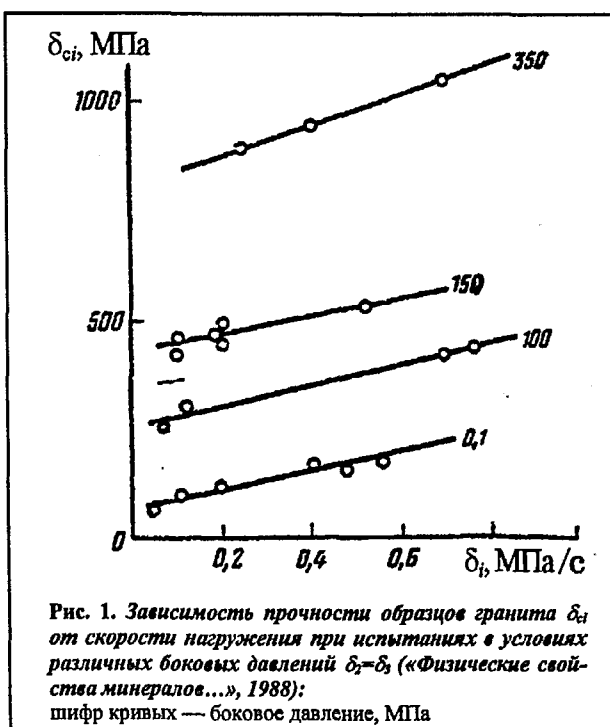


Рис. 1. Зависимость прочности образцов гранита δ_{ci} от скорости нагружения при испытаниях в условиях различных боковых давлений $\delta_2 = \delta_3$ («Физические свойства минералов...», 1988); шифр кривых — боковое давление, МПа

мационного процесса, формируя динамическую инерционную структуру и аккумулируя механическую энергию. Релаксация полей напряжения, связанных с этим явлением, продлевает процесс деформации на достаточно длительное время после снятия деформирующего поля, например, в результате нового тектонического цикла, сопровождающегося формированием разломов и зон разуплотнения различных генераций. Этими же процессами диктуется флюидодинамика бассейнов различного тектонического типа: изменение направления и интенсивности потока, термобарического градиента во времени и др.

Признаком релаксации могут служить отсутствие в бассейне давлений, превышающих геостатические, и высокая (несколько тысяч лет) скорость релаксации АВПД (Левин, Родникова, 1987). Такой степенью релаксации характеризуются в первую очередь бассейны переходной зоны от платформенных бортов к океаническим активным окраинам.

Зависимость характера и интенсивности флюидного потока от ориентировки напряжений сжатия особенно четко прослеживается в зонах коллизии океанических и континентальных плит, а направление движения флюида можно восстановить, например, по положению аккреационных призм, центры которых часто служат источниками поровых флюидов, переносимых в горизонтальном направлении вместе с растворенными в них газами, возможно, мантийного происхождения.

В качестве примера можно привести хорошо изученную Барбадосскую аккреационную призму [9].

Рассматривая литосферу как упруговязкое тело Максвелла, любые дислокации в котором чрезвычайно чувствительны к динамике напряженного состояния, можно сделать вывод, что образование мелких нарушений в результате генетической анизотропии упругих свойств («предварительного разреза», по В. Н. Николаевскому) ведет к пластическому течению среды и снижает вероятность формирования относительно крупных нарушений. Однако запас механической энергии может оказаться достаточным для трещинообразования при изменившемся геодинамическом или литофизическом состоянии массива или отдельного блока, в соответствии с рассмотренными выше положениями теории динамических структур.

Один из возможных инструментов реконструкции полей палеонапряжения в свете сказанного — анализ ориентировки линейных интрузий, сопровождаемый картированием возникающих зон трещиноватости и прогнозированием направлений флюидных потоков.

Недавние работы тектонофизиков свидетельствуют о недооценке таких образований при изучении динамики формирования рифтовых структур. В пределах Беломорского дайкового пояса в последние годы был выполнен ряд исследований по изучению ориентировки даек, приуроченных здесь к границам блоков докембрия, активизировавшихся в палеозое. Таких образований на территории Кузо-

ноцкого архипелага Кандалакшской губы Белого моря насчитывается около 40 на площади 20 км². Дайки пронизывают толщу магматизированных амфиболитов и биотитовых гранитогнейсов, а их ориентировка оказалась весьма выдержанной по углам падения, что свидетельствует о высокой однородности поля тектонических напряжений в период, предшествовавший внедрению дайкового роа (Пржиягловский, Моралев и др., 1996; Горьковец, Раевская, 1995).

Ориентировка дайковых интрузий позволила этим авторам установить пространственное расположение осей главных нормальных напряжений и выделить области растяжения и сжатия изучаемого поля с помощью стереопроекции Вульфа. Система трещин, закартированная на обнажениях вмещающего дайки гнейсового комплекса с большой вероятностью отражала соответствующее поле палеонапряжений.

Характерным примером влияния интрузий на концентрацию полей напряжения в районе их внедрения может служить выступ кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр (СРВ). Здесь встречены аплитовые дайки в разрезе скв. 405, 416 и 905, покровы базальтовых лав — в скв. 4, 14, 64, 68, 107 и 905. Скважина 905 наиболее интересна с этой точки зрения, так как в ней наблюдались притоки нефти при опробовании наиболее глубокого для залежи в фундаменте интервала 4640...5050 м. Высокие дебиты фиксировались и в других скважинах, где дайки сопровождалась формированием зон дробления, что подтверждалось потерей циркуляции и зонами поглощения бурового раствора при вскрытии коллекторских толщ. По мнению специалистов СП «Вьетсовпетро», интенсивное развитие трещинного вулканизма, вызвавшего инъектирование окружающих пород дайками основного состава, ведет к частичному или полному исчезновению трещинной пустотности. Однако при этом следует учитывать возникновение зон дробления и интенсивной микро- и макротрещиноватости вокруг даек, что приводит, по мнению автора, при близком расположении даек к образованию достаточно протяженных зон повышенных фильтрационно-емкостных свойств.

На сегодняшний день основной инструмент для диагностирования палеоинтрузий в магматическом теле — амплитудно-фазовый анализ отраженных волн в варианте МОВ ЗД.

На батолите Белый Тигр компанией SSI базальтовые интрузии (дайки) были установлены по отрицательным значениям коэффициента отражений и подтверждены низкими амплитудами на кривой акустического каротажа, аномалиями естественной радиоактивности и плотности в ряде скважин. Основным ограничением здесь являлось разрешение МОВ, составляющее около 70 м на глубинах залегания фундамента для наиболее оптимистичной частоты сигнала 18 Гц и скорости упругих волн в гранитоидах 5000 м/с. Тем не менее удалось трассировать пояс наиболее вероятной концентрации дайкового

роя в направлении с северо-востока на юго-запад (20...200°) вдоль основного разлома F_{1,2}. По-видимому, в период окончательного формирования батолита именно в этом направлении наиболее активно действовали напряжения сжатия (см. также рис. 3) и следующие за ними периоды релаксации.

Таким образом, анализ ориентировки линейных интрузий, сопровождаемый картированием трещиноватости, — один из возможных инструментов реконструкций полей палеонапряжения и сдвиговых деформаций, позволяющий прогнозировать пространственное расположение ослабленных зон (зон разгрузки напряжений) для решения задач флюидодинамики и разработки месторождений.

Трещинообразование и деформационно-прочностные свойства консолидированных пород

Низкопористые консолидированные (карбонатные, метаморфические, магматические) породы в геомеханике и тектонофизике с известным приближением рассматриваются как однофазные, однако их упругие характеристики изменяются от одного типа породы к другому в некоторых пределах в зависимости от кристаллической или структурной анизотропии. Современное тектоническое состояние геологической среды и отдельных ее блоков формируется динамикой напряжений, способных привести к разрушению породы. Этот процесс начинается с образования микротрещин на неоднородностях, вблизи которых напряжения достигают предела прочности породы. Такими неоднородностями могут быть дефекты кристаллической решетки минеральных компонент, а также пустоты различной формы и размера. В теории деформации монолитных пород допускается, что их упругие характеристики, в первую очередь объемная сжимаемость, подобны характеристикам идеально упругих сред (Добрынин, 1991). Генерация вертикальных трещин, обеспечивающих в большинстве случаев фильтрационную активность массива консолидированных пород, происходит в интервале давлений от предела упругости до предела прочности породы. Величина последнего, как показано выше, в определенной степени зависит от скорости деформации.

Экспериментальные исследования процессов деформации монолитных пород были выполнены автором на коллекции образцов гранитоидов кристаллического фундамента нефтяного месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама).

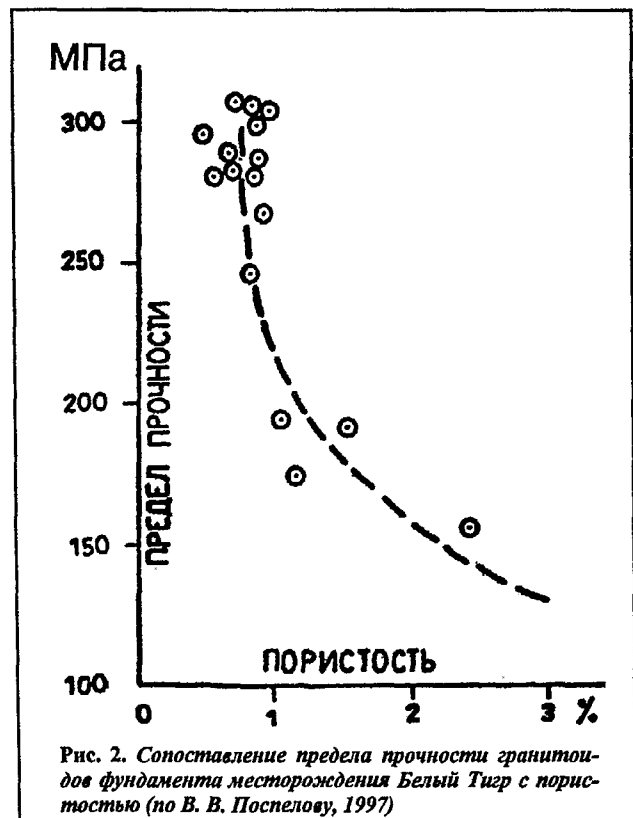
Для монолитных гранитов различного состава предел прочности (δ_{ci}) на сжатие составляет 200...290 МПа («Физические свойства горных пород...», 1984). По нашим данным, граниты Центрального свода месторождения Белый Тигр характеризуются значениями δ_{ci} от 124 до 254 МПа (в среднем 240,4 МПа), гранодиориты Северного свода — от 167 до 331 МПа (в среднем 293 МПа). Эти цифры значительно выше расчетных значений главных нормальных напряжений — около 100 МПа на глубине 4000 м. Из рис. 2

видно, что наиболее вероятные значения δ_{ci} «свежих» (монолитных) гранитов, соответствующие минимальной пористости до 1 %, находятся в пределах 250...320 МПа. Для достижения гранитоидами предела прочности, т. е. для образования зон трещиноватости в процессе сжатия, вертикальная компонента нормального напряжения должна была составлять не менее 200...250 МПа. Однако возможны и другие механизмы, обеспечивающие формирование субвертикальных трещин при меньших нагрузках.

Прежде всего, это скорость деформации, в результате которой за геологическое время и при неизменности направления и величины главного вектора напряжений в батолите разрывные нарушения могли возникнуть и при гораздо более низких значениях напряжений, чем установленный в лаборатории предел прочности гранитоидов.

Боковые напряжения. Данных о влиянии дифференциальной нагрузки и бокового горного давления на трещинообразование в монолитных породах в литературе крайне мало. В имеющихся публикациях рассматриваются главным образом карбонатные породы (Смехов, Дорофеева, 1987; Ромм, 1966; Голф-Рахт, 1982; Викторин, 1988 и др.). Отправным моментом во всех этих работах является представление о преобладании в толще консолидированных пород вертикальной тектонической трещиноватости. Вертикальные трещины удерживаются в раскрытом состоянии, если поровое давление флюида превышает или равняется боковому горному давлению, тем самым препятствуя смыканию стенок трещин.

В отечественной и зарубежной литературе принято, что для осадочного чехла платформенных



областей наиболее характерно отношение горизонтальной составляющей напряжения (бокового горного давления, или давления бокового распора) к вертикальной (литостатическому, или горному давлению), равное 0,2...0,5. Эта величина иногда называется коэффициентом бокового распора ($K_{бок.}$). Ряд косвенных данных, в том числе по Кольской сверхглубокой скважине, свидетельствует о том, что для кристаллических пород фундамента значения $K_{бок.}$ могут быть существенно выше и даже превышать (на очень больших глубинах) единицу.

Однако в первом приближении при достаточно длительном в геологическом масштабе времени стабильном состоянии региона (платформенная стадия) и глубинах до 3,5...4,0 км от кровли кристаллического фундамента некоторые положения механизма трещинообразования, разработанные для массивных карбонатов, могут быть распространены на гранитоидные породы погребенных выступов фундамента. В частности, очевидно, что отличная от нуля раскрытость трещин обеспечивается превышением пластического давления ($P_{пл.}$) над боковым ($P_{бок.}$), $P_{бок.} = K_{бок.} \times P_{горн.}$, где $P_{горн.}$ — горное давление, $K_{бок.}$ — коэффициент бокового распора, который можно определить через коэффициент Пуассона (ν) из соотношения

$$P_{бок.} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot P_{горн.}$$

Раскрытость трещин (d_r) связана с давлениями $P_{пл.}$ и $P_{бок.}$ следующим выражением (Викторин, 1988):

$$d_r = \frac{16,5 \cdot H}{E},$$

где H — толщина дренируемого слоя;
 E — модуль Юнга.

Таким образом, для расчета ожидаемой раскрытости трещин по известным значениям горного и бокового давлений необходимо выделить в разрезе структурные слои с известными и близкими упругими характеристиками и установить их границы. Для этого следует располагать представительной коллекцией образцов керна всех встречаемых в разрезе петротипов пород для оценки коэффициента Пуассона в условиях, моделирующих пластовые. Модуль упругости (модуль Юнга) может быть оценен так же, как и границы пород различного состава и основности, по данным ГИС (акустический каротаж в широкополосном варианте).

Как легко видеть, при низких значениях коэффициента Пуассона боковое горное давление части эффективного объема породы может быть ниже гидростатического давления в ее пустотном пространстве, что создает условия для существования в отдельных структурных слоях открытых вертикальных трещин. Искусственное повышение начального пластического давления, например, при заводнении коллектора на конечной стадии разработки месторождения или при гидроразрыве создает условия для трещинообразования в новых участках разреза.

Из анализа приведенных выше соотношений следует, что коэффициент бокового распора прямо пропорционален коэффициенту Пуассона, который снижается с ростом пористости (трещиноватости). Поэтому чем выше пористость, тем ниже боковое давление. Другими словами, вопреки распространенному представлению, к открытой вертикальной трещиноватости наиболее предрасположены породы с относительно высокой блоковой (матричной) пористостью.

Изложенные выше рассуждения приводят еще к одному важному выводу: предел прочности консолидированных низкопористых пород возрастает с увеличением давления бокового распора (см. также рис. 2). Полагая, что оно закономерно растет с глубиной, делаем вывод, что в разрезах кристаллических пород фундамента возможно затухание процессов трещинообразования на глубинах более 4,5...5,0 км. Однако фактические данные (Кольская сверхглубокая скважина, глубокие скважины месторождения Белый Тигр и Татарстана) не подтверждают это предположение. По-видимому, при сверхвысоких термобарических условиях рассматриваемые процессы протекают по более сложной схеме, которую еще предстоит изучить.

В частности, это может быть связано с цикличностью процессов сжатия и разгрузки на протяжении геологического времени формирования системы батолит-осадочная толща. Как известно, изменения пустотности монолитных пород с ростом эффективного давления ($P_{эф.}$) и при его снижении неодинаковы (Голф-Рахт, 1986; Майдебор, 1971). Гистерезис $P_{эф.}$ для гранитоидов фундамента месторождения Белый Тигр был установлен в работе [7]. По этим данным при повторных циклах разгрузки накапливающиеся остаточные деформации препятствуют снижению пустотности.

Температура. Возможно, тепловые процессы — еще один из факторов, объясняющих присутствие зон разуплотнения (трещиноватости) в гранитоидных телах на глубинах более 4...5 км. Роль температуры в хрупкопластичных деформациях магматических пород мало изучена. И. Туллис и Р. Юнд (Tullis, Yund, 1977) показали, что при скорости деформации 10^{-5} с^{-1} и стрессовой нагрузке до 15 кбар переход кварца от хрупкой деформации к дислокационной пластичности происходит при $T = 400 \text{ }^\circ\text{C}$. Работами ряда авторов (Brace, Kohelstadt, 1980; Kirby, 1980; Kronenberg, 1987, и др.) установлено, что понижение T на 70...100 $^\circ\text{C}$ равносильно уменьшению скорости деформации на два порядка (Shimamoto, 1989). Согласно вышеизложенному, это означает снижение предела прочности гранитоидов, что, по-видимому, и происходит в процессе остывания магматического тела.

Изменение тепловых полей вместе с полями тектонических (механических) напряжений, особенно в участках деструкции земной коры, где аномальный тепловой поток и дегазация мантии приводят к многократному увеличению вертикальной проницаемо-

сти, сопровождается возникновением постоянно действующего термодинамического градиента (ТДГ) и активизацией процесса массопереноса [4]. В различные геологические эпохи знак ТДГ менялся вслед за сменой геодинамического режима и палеогеографической обстановки, что обуславливало как восходящую, так и нисходящую флюидную фильтрацию в зонах крупных дислокаций и трещиноватости. С этими явлениями может быть связана и цикличность формирования и расформирования залежей УВ в таких зонах.

О связи температурных аномалий в кристаллическом фундаменте с дислокациями различного масштаба свидетельствуют систематические измерения теплового поля в скв. 20009 — Новоелховской на южном куполе Татарского свода, доказавшие существование постоянно действующего конвективного тепло-массопереноса — движения флюидов в разуплотненных зонах фундамента [10].

По мнению авторов цитируемой работы, наблюдаемое увеличение с глубиной количества и интенсивности температурных аномалий, связанных с зонами разуплотнения, «подтверждает перспективность глубинных слоев кристаллического фундамента».

Скорость изменения термобарических градиентов в процессе эволюции бассейна так же, как и степень релаксации флюидного режима, в значительной мере определяют характер флюидодинамических процессов в системе осадочная толща — фундамент.

Примером может служить распределение теплового потока в бассейнах современной переходной зоны континент—океан Юго-Восточной Азии, где оно прямо связано со временем тектоно-магматической активности и с главным этапом миграции УВ (Левин, Родникова, 1987).

В рифтовых структурах наблюдается существенная асимметрия плотности теплового потока вкострости рифтов, обязанная присутствию ряда периферийных литрических разломов.

Так, в центральной части рифтовой долины Тихоокеанского срединного поднятия плотность теплового потока, по данным Р. Г. Гарейцкого, А. В. Кудельского и др. [1], составляет в среднем $7,1 \cdot 10^2$ Вт/м², в Таиландском заливе (Малайский бассейн) — от $7,5$ до $9,0 \cdot 10^2$ Вт/м² [12], в то время как в периферийных рифтовых обрамлениях она увеличивается до $19,9 \cdot 10^2$ Вт/м². По-видимому, основной причиной этого явления служит конвективный тепло-массоперенос в гранитно-базальтовом слое коры, возможно, при участии кондуктивного перераспределения температурных аномалий, связанного с активностью литрических разломов, важная структурообразующая роль которых в литосфере признается большинством геологов.

Минеральный состав и микроструктура пород. По справочным данным («Физические свойства минералов и горных пород...», 1988), прочность гранитов (δ_{ci}) в условиях неравномерного трехосного сжатия изменяется в зависимости от состава и про-

исхождения породы в довольно широких пределах от 73 МПа (Среднегорская область, НРБ) до 1720 МПа (Украина, Новоданиловское месторождение). Наиболее характерные для неизмененных гранитов значения δ_{ci} лежат в пределах 150...500 МПа, причем для плагиоклазовых гранитов они выше, чем для слюдястых. Установлено также, что хрупкопластическое поведение гранитоидов определяется при прочих равных условиях содержанием кварца (Jorden, 1988): чем больше кварца в породе, тем она более пластична. Микроструктура, прежде всего, дефекты кристаллической решетки минералов и микропустоты, также влияют на прочностные свойства гранитоидов, образуя деформационную анизотропию. Этот эффект мы наблюдали на коллекции образцов неизмененных или слабо измененных гранитоидов месторождения Белый Тигр. Как следует из рис. 2, предел прочности при неравномерном трехосном сжатии образцов уменьшался с 300 до 150 МПа при увеличении их пористости от 0,5 до 2,4 %.

Таким образом, в реальных геологических условиях трещинообразование под действием сжимающего или растягивающего напряжения по ряду рассмотренных выше причин может происходить при значительно меньших нагрузках, чем в условиях лабораторного эксперимента. Так, для гранитоидов месторождения Белый Тигр на современных глубинах залегания фундамента требовалась нагрузка, равная примерно 200...300 МПа при $T = 200...250$ °С, для создания систем трещин вблизи основных разломов, при условии нормального соотношения вертикальных и боковых напряжений.

Методы изучения флюидодинамических процессов

Построение динамико-флюидной модели геологических структур основано на оценке градиента давления по направлению потока, что в свою очередь требует установить связь тектонофизического состояния среды с ее флюидонасыщенностью. Один из способов определения последней заключается в использовании комбинации кинетических и динамических характеристик сейсмических волн (метод AVD). По-видимому, в массивах кристаллических пород (выступов фундамента) контраст упругих характеристик твердой фазы и флюида (в трещинах и матрице) создает предпосылку для успешного решения задачи.

По параметрам отраженных волн удается оценить добавочное («динамическое») давление в среде, обязанное прошлым тектоническим событиям. Количественным показателем градиента этого давления могут служить вариации коэффициента отражения вдоль сейсмической границы [8]. Интегральная величина общего давления рассчитывается суммированием локальных давлений по срезам, параллельным опорному горизонту.

На месторождении Белый Тигр такая оценка была выполнена в ЦГЭ (Авербух и др., 1998), с использованием в качестве опорного отражающего

горизонта СГ-7. Анализ параметров ДФМ подтвердил ранее построенную схему формирования сети продольных и поперечных разломов, а также перспективность области пониженных давлений (разгрузки) на Западном крыле Центрального свода.

По этим же данным, зона современного растяжения расположена в районе скв. 403, 405, 411, 413 и 430 (рис. 3)*, где направления трещинных зон перекрываются. Здесь следует ожидать наибольшую концентрацию зон разуплотнения и высоких фильтрационно-емкостных свойств разреза фундамента. Блок, в котором расположены указанные скважины, имеет знак относительной разгрузки (минимального давления по ДФМ) и, следовательно, высокую флюидонасыщенность и повышенное давление порового флюида. Действительно, район перечисленных скважин характеризуется как наиболее продуктивный,

дебиты скважин здесь достигают 1000 м³/сут и более. Это подтверждает и тектонофизическая схема месторождения Белый Тигр (см. рис. 3).

К настоящему времени известно и несколько прямых методов изучения миграционных процессов по наблюдениям за составом и физико-химическими характеристиками нефтей. Один из них основан на систематических измерениях в пробах нефти из скважин концентрации микроэлементов. Такие исследования выполнены, например, на месторождении Белый Тигр (СРВ) [11].

В пробах нефти измеряли концентрацию 28 микроэлементов, в том числе таких классических индикаторов химической обстановки, как Co, Ni, V. Пробы отбирали из добывающих скважин, расположенных приблизительно по профилю север-юг, всего изучена нефть из 44 скважин.

Пользуясь принципом гравитационного разделения, удалось установить хроматический спектр основных элементов-индикаторов в ряде скважин и преобладающее направление миграции с северо-востока на юго-запад структуры (рис. 4). Это направление соответствует распределению полей напряжений, изображенных на тектонофизической схеме фундамента месторождения Белый Тигр (см. рис. 3).

Другой способ поиска критерия миграционных явлений по изменению состава нефти был предложен В. А. Сидоровым, М. В. Багдасаровой и др. (1989). В качестве индикаторов миграции были выбраны содержание гелия в растворенном газе нефтяных залежей и изменение плотности нефти во времени. Наибольшей изменчивостью характеризовались залежи (Волго-Уральский регион, Припятская впадина), расположенные ближе к фундаменту. По содержанию УВ-компонент и геохимическим показателям все нефти были разделены на два генотипа, отличающихся соотношением нормальных алканов и изопреноидов. Во втором типе отмечалось почти полное отсутствие полициклических УВ. Нефти именно этого типа оказались приуроченными к наиболее активным современным разрывным нарушениям, что позволило отнести их к последнему этапу миграции, продолжающемуся и в настоящее время.

Такие же результаты были получены на нефтяных месторождениях Терской антиклинальной зоны. Здесь удалось выделить три очага разгрузки флюидных систем, в которых миграция происходит и на современном этапе, проявляясь в высокой сейсмичности (высокой плотности эпицентров землетрясений), выходах горячей минеральной воды с пленкой нефти и др. Выявленные гелиевые аномалии (присутствие «глубинного» изотопа He³) располагаются в крупных очагах разгрузки (тектонических узлах) и трассируют крупные разломы преимущественно северо-западного простирания. С этими очагами в пределах Терского и Сунженского хребтов связаны многопластовые залежи нефти.

Интересно отметить, что Терская структурная зона является геодинамически наиболее активной в Терско-Каспийском прогибе. Измеренные градиенты

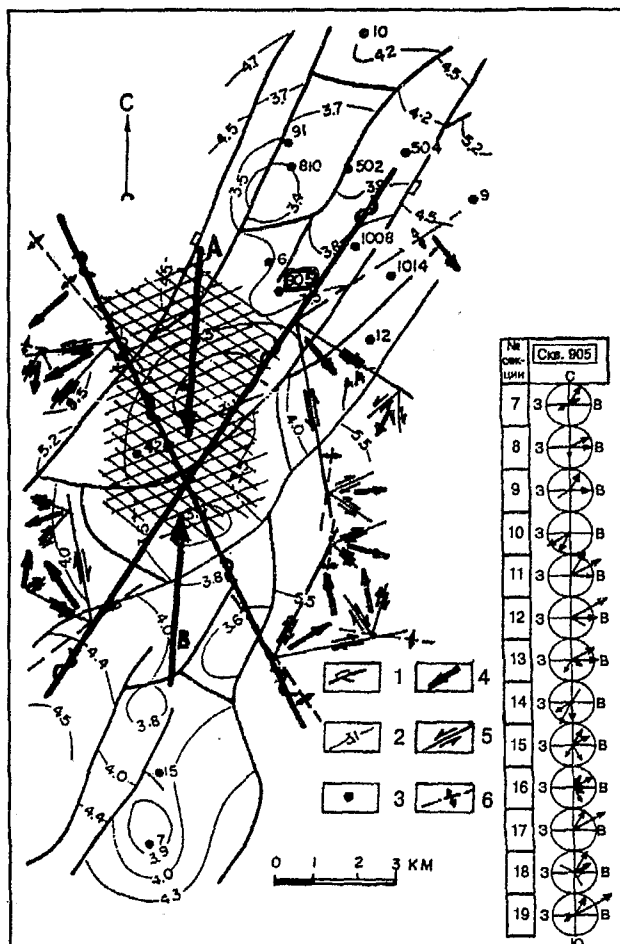


Рис. 3. Тектонофизическая схема фундамента месторождения Белый Тигр. Составил В. В. Поспелов, (1998) с использованием материалов СП «Ветсоветро»:

1 — основные разломы; 2 — изогипсы поверхности фундамента; 3 — скважины; 4 — компоненты векторов нормальных напряжений; 5 — направления латеральных трендов трещиноватости; 6 — латеральные трещины 2-го порядка. А, В — направления первоначальных главных нормальных напряжений. Заштрихована область максимальной трещиноватости

* Диаграммы-розы трещиноватости по 100-м срезам фундамента скв. 905 заимствованы автором из публикации В.А. Кошляка и Х.В. Куи (Нефтяное хозяйство. — 1996. — № 8).

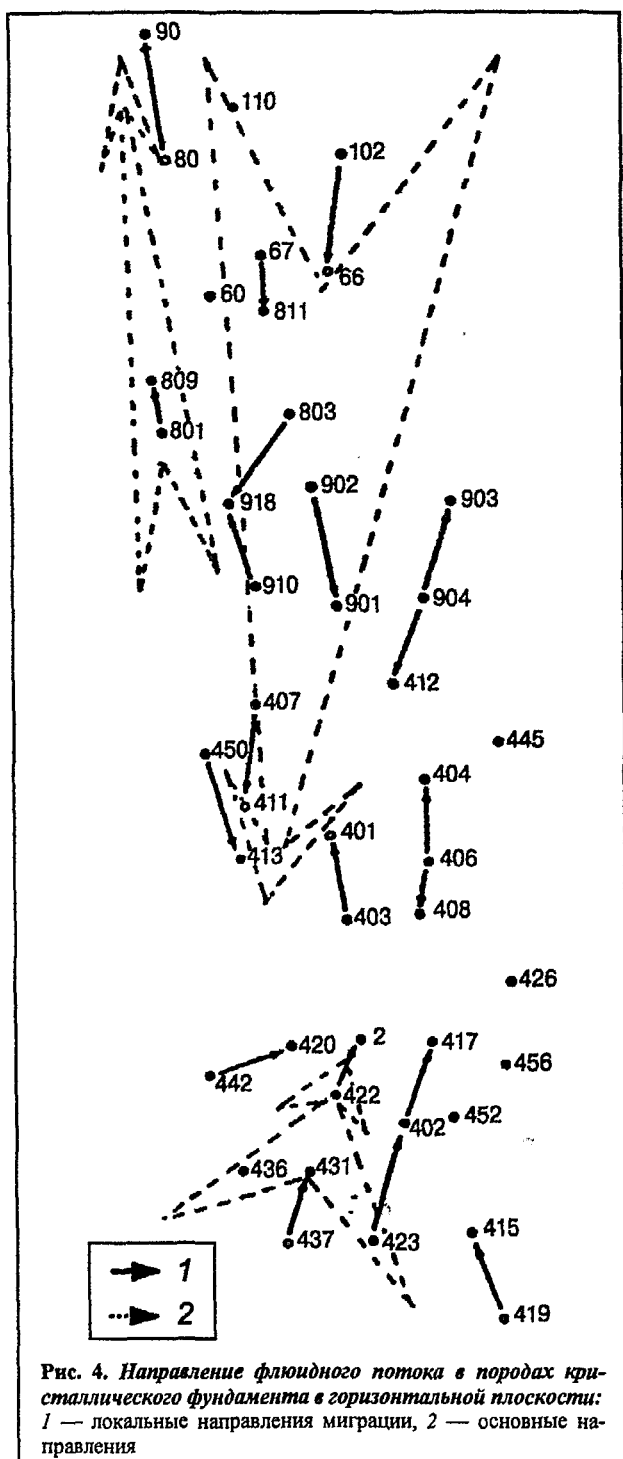


Рис. 4. Направление флюидного потока в породах кристаллического фундамента в горизонтальной плоскости: 1 — локальные направления миграции, 2 — основные направления

современных движений здесь составили 2,5 мм/км за 5...6 мес. В условиях передовых прогибов градиенты современных горизонтальных движений, по разным данным, достигают 50...60 мм/км. Они отражаются в изменчивости во времени гравитационных (до 250 мкГал) и магнитных (до 20 нТ) полей, вызванной как неравномерно-напряженным состоянием геологической среды в зоне разлома, так и массопереносом (флюидодинамикой) в осадочном чехле и фундаменте.

К прямым методам наблюдения флюидодинамики можно отнести и изучение давления насыщения

($P_{нас.}$) пластовых нефтей на разбуренном и эксплуатируемом месторождении. Такие исследования были выполнены на нефтяном месторождении Белый Тигр (Тиен, 1998). Наиболее высокое значение $P_{нас.}$ (29 МПа) при газовом факторе 300 м³/т было установлено в северных участках мобильных блоков фундамента восточной зоны. По направлению к центру структуры давление насыщения уменьшалось до 23...24 МПа, а газовый фактор снижался до 190...210 м³/т. Эти результаты вместе с закономерным уменьшением плотности и коэффициента светопоглощения нефтей интерпретированы как результат миграции и разгрузки флюидов (нефти и газа) с востока на запад. Установлена и важная роль молодой разломной тектоники, ответственной за распределение напряжений в породах фундамента. По-видимому, последняя фаза спрединга, сформировавшая косо падающие блоки фундамента Кыгулонгской впадины, приходится на поздний миоцен—плиоцен. К этому времени относится и главная фаза миграции нефти из осадочного чехла.

Основные выводы

1. Процессы нефтегазообразования и накопления тесно связаны с особенностями геодинамического развития, тектонофизикой и флюидодинамикой региона. Флюидодинамический режим системы фундамент — осадочная толща контролируется ее напряженно-деформированным состоянием, ответственным за формирование нетрадиционных залежей нефти и газа.

2. Успешно развиваются экспериментальные методы оценки напряжений в горных массивах и прогноза зон разуплотнения (трещиноватости). Среди них представляются перспективными исследования магматических интрузий как индикатора распределений палеонапряжений в геологическом теле.

3. Характер и интенсивность трещинообразования в значительной степени зависят от скорости деформации, соотношения литостатического и бокового давлений, литофизических характеристик пород, слагающих массив, и теплового поля.

4. В настоящее время основным способом изучения связи тектонофизических и флюидодинамических процессов *in situ* является использование комбинации кинетических и динамических характеристик сейсмических волн, позволяющих установить области пониженных давлений (разгрузки) и направление флюидного потока. К прямым методам можно отнести системные наблюдения за изменением свойств нефтей, содержания в них микроэлементов и концентрации гелия в растворенном газе нефтяных залежей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гео- и флюидодинамика рифтогенеза / Р. Г. Гарецкий, А. В. Кудельский, Р. Е. Айзберг, П. Г. Альтиулер // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. — М.: Недра, 1989. — С. 18—27.

2. Гзовский М.В. *Основы тектонофизики*. — М.: Наука, 1975. — 535 с.
3. *Горные науки. Освоение и сохранение недр Земли / Под ред. акад. К. Н. Трубенцкого*. — М.: Изд. Акад. горных наук, 1997. — С. 100—106.
4. Добрынин В. М., Кузнецов О. Л. *Термоупругие процессы в породах осадочных бассейнов*. — М.: Изд. ВНИИгеосистем, 1993.
5. Каледин В. О., Ластовецкий В. П. *Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния горных пород применительно к нефтегазопроисловым задачам // Геофизика*. — 1999. — № 3. — С. 63—68.
6. Казанкова Э. Р. *Принципы системной организации полей напряжения в литосфере // Газовая промышленность*. — Июль 1997. — С. 39—42.
7. Керимов А. Ш., Туан Ф. А., Мурсалов Б. А. *Влияние давления и трещиноватости на коллекторские свойства и сжимаемость кавернозно-трещиноватых пород // Геология нефти и газа*. — 2002. — № 3. — С. 27—30.
8. Писецкий В. Б., Муслимов Р. Х., Милашин В. А. *Перспективы нефтеносности Татарстана с позиции активных флюидных процессов // Георесурсы*. — 2000. — № 3. — С. 40—47.
9. Хаин В. Е., Соколов Б. А. *Флюидодинамический анализ — новый этап развития учения о нефтегазонасности осадочных бассейнов // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазонасности осадочных бассейнов*. — М.: Наука, 1989. — С. 5—12.
10. Христофорова Н. Н., Христофоров А. В., Муслимов Р. Х. *Разуплотненные зоны в кристаллическом фундаменте // Георесурсы*. — 1999. — № 1. — С. 4—15.
11. Le Manh Quy. *Research on moving direction of the oil in the Bach Ho oil field, based on the principle of gravity differentiation of microelements serving oil exploration // Conf. "The oil and gas industry on the eve of the 21st century"*. — Hanoi, 2000.
12. Nguen Thi Thank Binh. *Thermal and geochemical kinetik model for basin evolution and hydrocarbon generation to offshore southwestern Vietnam // Conf. "The oil and gas industry on the eve of the 21st century"*. — Hanoi, 2000.

УДК 551.242.2

СДВИГОВЫЕ ГРАНИЦЫ ТИХООКЕАНСКОЙ ПЛИТЫ И ИХ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

К. А. Клещев, В. В. Матвеевков, А. П. Седов, Л. П. Волокитина
(ВНИГНИ, Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН)

Наиболее перспективными структурами для образования месторождений газогидратов являются трансформные границы литосферных плит. В непосредственной близости от зон разломов в условиях растяжения формируются осадочные бассейны, в которых толщина осадочного чехла достаточна для накопления углеводородов. Рассматриваются осадочный бассейн Королевы Шарлотты (разлом Королевы Шарлотты), Командорская котловина в Тихом океане и Сахалинский осадочный бассейн (Охотское море).

Transform fault boundaries of lithosphere plates are the most perspective structures of hydrocarbon condition. The sedimentary basins are formed near the fracture zones in tension conditions and thickness of sedimentary covers are enough for hydrocarbon accumulation. As such examples we examine the region of Queen Charlotte Fault (Queen Charlotte sedimentary basin), Komandor Basin in the Pacific Ocean and Sakhalin basin (Okhotsk Sea).

Одним из наиболее перспективных направлений исследования дна океана на рубеже веков явилось изучение гидротермальных полей в наиболее активных районах океанского дна — рифтовых зонах, где происходят раздвижение океанского дна, подъем к его поверхности глубинного вещества и формирование новой коры. Активная вулканическая деятельность в этих районах сопровождается образованием мощных гидротермальных систем, осуществляющих мобилизацию, перенос и отложение ряда химических элементов.

При отсутствии достаточно мощного осадочного чехла в зоне выхода гидротерм (первые сотни метров) летучие компоненты из них попадают непосредственно в воды океана, растворяются в гидросфере и рассеиваются. Если ионы водорода и метан из гидротерм на дне просачиваются сквозь толщу осадков, то, взаимодействуя с органическим веще-

ством (ОВ), они выполняют роль донора, стимулируя процесс образования углеводородов (УВ) [1, 2]. Эта реакция протекает с большой скоростью даже в условиях низких температур придонного слоя океана. Вблизи срединно-океанических хребтов в силу молодого возраста океанической коры осадочный чехол обычно почти полностью отсутствует. Значит, эти структуры мало перспективны для образования крупных скоплений углеводородов.

Исключением можно считать рифт Калифорнийского залива, где в местах разгрузки гидротерм содержатся жидкие нафтоиды, концентрация которых достигает 3...4 %. В составе этих нафтоидов содержится около 65 % алифатических УВ, 15 % ароматических и 20 % асфальтенов [5, 6]. Но геологическая ситуация в Калифорнийском заливе, отличающемся огромными скоростями осадконакопления, уникальна. Следовательно, для возможного формирования крупных скоплений углеводородов представляют интерес долгоживущие глубинные разломы, пересекающие достаточно древнюю океаническую кору с мощным осадочным чехлом. Гидротермы, просачивающиеся вдоль таких разломов, поступают в осадочную толщу, формируя в ней скопления УВ и газогидратов [8]. Такими структурами в океане являются трансформные границы плит, представляющие собой широкие зоны глубинных разломов, по которым происходит смещение литосферных плит. Примерами таких границ в Ти-