

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ТАТАРСТАНА С ПОЗИЦИИ АКТИВНЫХ ФЛЮИДНЫХ ПРОЦЕССОВ

1. Введение

Существующие подходы и технологии интерпретации сейсмических данных основаны на обнаружении ловушек углеводородов различного типа. При этом объективный прогноз обеспечивается с той или иной степенью вероятности в основном для ловушек структурного типа. В более сложных ситуациях стратегия поиска ловушек может иметь существенные ограничения. Известно, что усредненный по всем бассейнам годовой коэффициент успеха разведочного и эксплуатационного бурения в мировой практике еще никогда не поднимался выше отметки 0.5, что свидетельствует о явной неадекватности классической модели реальному пространственному характеру размещения углеводородных залежей. Под классической моделью нефтяной залежи в данном случае подразумевается модель ловушки какого-либо типа, в котором накопление продукта происходит в условиях статического равновесного состояния бассейна.

Теория и опыт исследования современных движений земной коры явным образом свидетельствуют не в пользу такой модели в системе "бассейн-фундамент". В данной

системе происходят активные закономерные и реактивные (реологические) процессы, вследствие чего в любой точке осадочной толщи величина общего давления меняется со временем и может отличаться от гравитационной составляющей на сколь угодно значимую величину.

В самом деле, если предположить, что истинный градиент общего давления ∇P в среде (давление в скелете породы или *породное давление* плюс давление в пустотном пространстве среды – *флюидное давление*) является непрерывной и не нулевой величиной, меняющейся с геологическим временем (современные геодинамические процессы, протекающие в данный момент в астеносфере, далее в литосфере и, как следствие – в осадочном бассейне), то в этом случае флюидная компонента в осадочной толще приобретает характер направленного течения и подчиняется закону Дарси:

$$\vec{V} = -\frac{c}{\mu} \nabla P$$

где: c – проницаемость среды в данной точке,

μ – вязкость флюида,

\vec{V} – вектор флюидного потока.

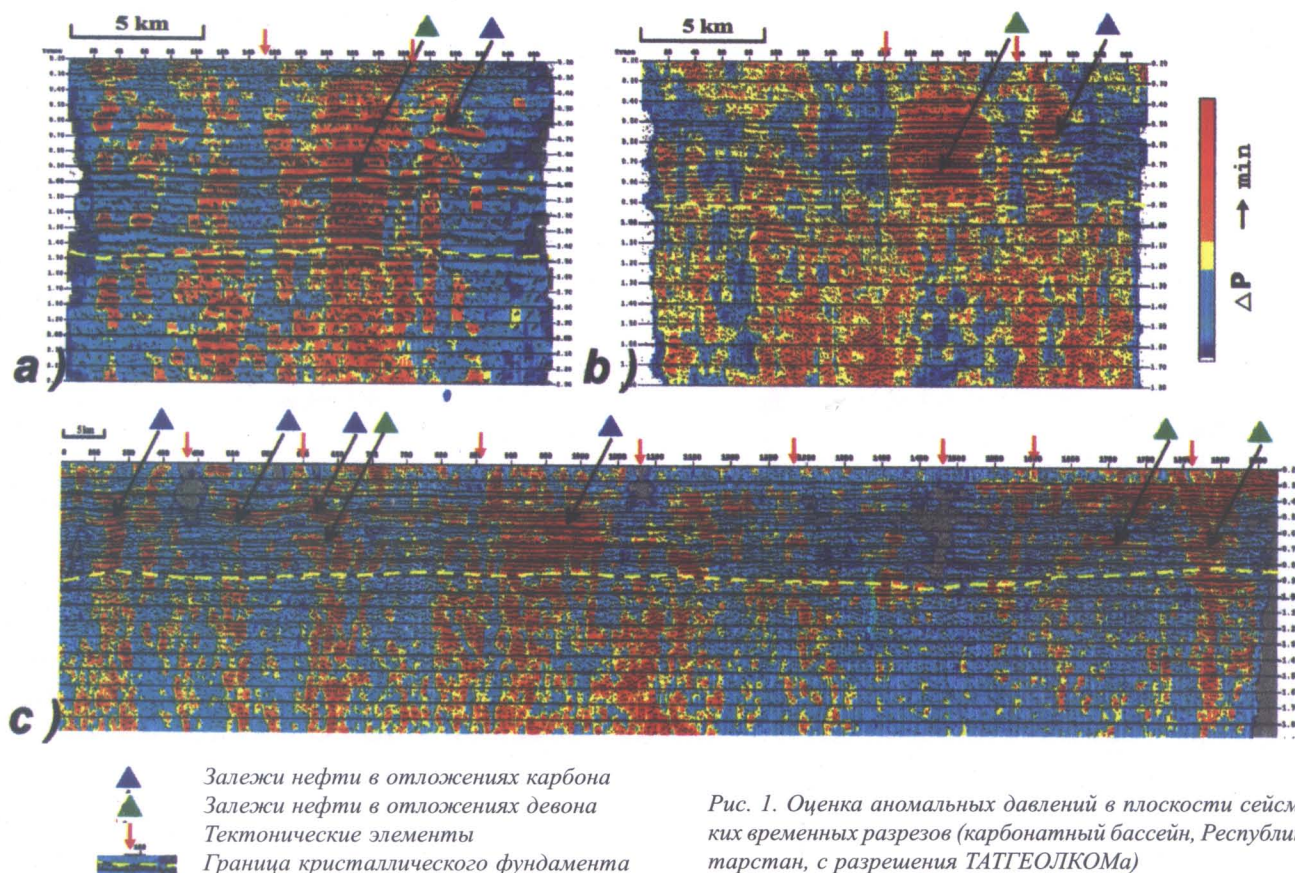


Рис. 1. Оценка аномальных давлений в плоскости сейсмических временных разрезов (карбонатный бассейн, Республика Татарстан, с разрешения ТАТГЕОЛКОМа)

По существу, приведенное выражение представляет собой цепь из трех связанных моделей:

– **геология бассейна** (модель проницаемости осадочной толщи – c),

– **геодинамика** (модель процессов движений в активной системе “бассейн-фундамент”, отображаемая в виде распределения в пространстве и во времени величины ∇P),

– **флюидодинамика** (модель флюидного течения – ∇), которая объединяет первые две модели взаимозависимо.

Другими словами, модель флюидного течения в данном представлении можно определить понятием – “**геология флюида**” (термин, впервые введенный Levorsen, 1967) или **динамико-флюидной моделью** среды (ДФМ).

Если модель геологии бассейна может быть найдена в стандартных технологиях интерпретации сейсмических и др. данных, то для определения модели флюидного течения необходимо оценить величину ∇P . Именно эта задача и решается с помощью ДФМ-технологии интерпретации сейсмических данных (Pisetski, 1997).

В подобной постановке идея обнаружения ловушки или, в более широком смысле, области скопления флюида, заключается в следующем: если будет обнаружена область аномальных значений ∇P или ∇ , то это будет означать некоторую вероятность наличия ловушки углеводородов любого типа, включая и такие, которые не видны по изображению сейсмических данных. Следует подчеркнуть, что целью ДФМ-интерпретации является оценка относительных параметров **флюидонасыщенности**, а не нефтегазоносности. Другими словами, речь не идет о **прямом** способе обнаружения нефти или газа, т.к. реальная абсолютная величина пустотного объема среды 10 – 15 %, занятая флюидом (многофазная система из водо-, нефте-, газосоставляющих) не может существенным образом повлиять на атрибуты сейсмического сигнала и, тем более, быть в зависимости от состава флюидной смеси. Концепция оценки параметров ДФМ построена на **прямой связи текущего динамического состояния среды с ее флюидонасыщенностью в предположении непрерывности горного и флюидного давлений**.

Учитывая то, что научно-методическая основа применения ДФМ-технологии в практике геологоразведочных работ построена на принципиально новых подходах к интерпретации сейсмических данных, приведем пояснительный раздел, достаточный для общего понимания существа и технологии прогноза контуров областей максимального флюидонасыщения по сейсмическим данным.

2. Основы методики ДФМ – интерпретации данных сейсморазведки

Доминантной схемой образования залежей нефти и газа считается цепочка последовательной реализации трех процессов: **генерация** углеводородной субстанции, **миграция** многофазной флюидной смеси, **аккумуляция** легких и образование вязких фракций смеси (включая процессы катализа). Очевидность этой схемы следует из того, что почти во всех случаях область возможного углеводородного питания бассейна не совпадает с пространственными параметрами залежей. Соответственно, глобальные механизмы нефтегенеза представлялись в истории развития теории и практики нефтяной геоло-

гии от статических моделей до реализации идеи флюидодинамики (например, гипотеза Соколова и Абля, 1999). Отсюда следует принципиальное значение миграционного процесса флюида для формулирования общей объективной концепции прогноза нефтегазовых ресурсов.

Традиционные методы и технологии обнаружения нефтяных и газовых месторождений ориентированы на последнее звено в названной цепи – обнаружение ловушек различной формы и генезиса. Такая концепция может решить проблему “где”, но не в состоянии ответить на вопрос “почему?” и, следовательно, “а что в ловушке?” В практическом отношении сама концепция ловушки является вполне универсальной, но имеет известные технические ограничения, как по разрешающей способности основного поискового метода сейсморазведки, так и из-за отсутствия возможности оценки параметров миграции флюида. Если мы не в состоянии обнаружить в явном виде ловушку, то остается ориентироваться на логику миграционных процессов флюидопереноса.

Собственно миграция флюидной смеси управляется двумя основными параметрами – проницаемостью (c) и градиентом общего горного давления (∇P). Следует понимать, что не нулевое значение ∇P в данный момент времени переводит проницаемость среды и флюидное давление также в переменные, зависимые от него, величины. В том случае, если мы сумеем оценить пространственное распределение проницаемости и ∇P в осадочной толще, то при всех прочих известных геологических условиях сможем установить схему движения флюидной смеси и, следовательно, осуществить общий прогноз положения областей наиболее вероятного скопления этой смеси или ее углеводородной фракции и, таким образом, сможем последовательно искать ответы на вопросы – “почему?” и “где?”

Такую концепцию справедливо назвать динамической, а саму логику последовательной оценки параметров миграции и аккумуляции флюида необходимо считать фундаментальной основой геологии флюида, что в отличие от понятия геологии бассейна является более общим и, по существу, более системным принципом обнаружения и изучения ресурсов нефти и газа.

Естественно предположить, что параметры миграции флюидов могут вывести нас и на начальное звено цепочки процессов образования месторождений нефти и газа – пространственное положение генерационной области бассейна или его основания (фундамента). Представляется возможность сформулировать серию обоснованных гипотез и построить соответствующую схему нефтегазоносности региона, на которой отображены: *области углеводородного питания бассейна, векторное поле миграционного потока и зоны его аномальных параметров*.

Очевидно, что область аномальных параметров миграционного потока “автоматически” отображает как положение ловушки любого традиционного типа (структурного, стратиграфического или литологического), так и контур ловушки неясного генезиса (например, аномальные тектонические области различной природы, способствующие появлению контрастных локализованных зон повышенных и пониженных горных и флюидных давлений). Важно подчеркнуть, что стратегия оценки аномальных давлений и параметров миграционных потоков, бе-

зусловно, более конструктивна и универсальна по сравнению с оценкой геометрии, свойств и т.п. Почему?

Область аномальных общих давлений по пространственным размерам значительно больше, чем сам возмущающий ее объект, и на пределе разрешающей способности традиционного сейсмического изображения сам объект может быть не виден в структурном плане или в разрезе, но в поле аномальных напряжений такой объект, как правило, хорошо заметен. Кроме того, аномальные давления вызываются не только геометрическими формами формационных объектов, но и их упругими и плотностными свойствами. И, наконец, самое главное “качество” поля давлений заключается в особой его чувствительности к изменению плотности дискретной структуры (трещиноватости) тех или иных формационных объектов. Другими словами, поле аномальных давлений естественным образом интегрирует множество физических и структурных параметров осадочной толщи с одной стороны, а с другой – точно отображает состояние и развитие флюидодинамических процессов в той или иной области активной системы “бассейн – фундамент”.

В основе естественных процессов динамики осадочного бассейна лежат представления о причинах и схеме разрушения бассейна на различных формационных уровнях: слой, породная ассоциация, формация, формационный комплекс, бассейн, фундамент (Pisetski, 1999). Схема разрушения осадочной толщи и дальнейшие представления ее в виде дискретной (блоковой) системы определяют существо миграционных процессов флюидов:

1. Блоковая структура коренным образом меняет организацию пустотного пространства породного массива. Существо такой коррекции заключается в системном принципе соединения между собой множества плоских пустых объемов, которые образуются на контактах блоков различных иерархических уровней. При этом не столько принципиальным является общее увеличение пустотного объема на несколько процентов, сколько резкое изменение общей проницаемости дискретного массива, величина которой становится функцией координат пространства, иначе говоря, тензором.

Любая дискретная система с энергетических позиций обладает значительной диссипативной составляющей (ресурс “трения” и контактной диффузии твердого вещества при длительных переменных нагрузках) и, следовательно, является всегда активной средой, в которой непрерывно происходит изменение напряженного состояния как результат замедленной реакции на внешние силовые воздействия (со стороны первично активной среды – фундамента). Образно говоря, осадочная толща с дискретной структурой всегда находится в состоянии активного “вязкого течения” в ту или иную сторону (вверх или вниз). Для такой среды вполне приемлем термин “гидростатическое давление”, которое содержит некоторую дополнительную “сверхгидростатическую” составляющую.

В данном случае под термином гидростатическое давление подразумевается литостатическое (гравитационное или нормальное) давление, а “сверхгидростатическое” давление означает добавочное давление к нормальному со знаком плюс или со знаком минус. Положительное значение добавки будет иметь смысл разгрузки (так принято в механике упругих сред) и означает, что на такую ве-

личину в данной точке среды нормальное общее горное давление уменьшилось и, наоборот, при отрицательном значении добавки (сжатие) – текущее давление будет больше нормального литостатического давления на величину этой добавки. *Знак и величина сверхгидростатического давления* определяются целым рядом факторов – направлением и величиной внешней силовой нагрузки, дискретностью среды и ее упруго-вязкими свойствами.

2. Переменные параметры процесса “вязкого течения” приводят к непрерывному изменению пустотного объема и, следовательно, проницаемости, что выводит флюидную массу из статического состояния и переносит ее в пространстве бассейна в соответствии с распределением и изменением сверхгидростатического давления. Таким образом, динамические параметры системы “бассейн – фундамент” определяют динамику флюида или управляют флюидными течениями в осадочной толще.

По существу, ненулевое значение сверхгидростатического давления переводит параметры дискретности и проницаемости из разряда стационарных величин в динамические, поэтому далее мы употребляем термин “динамические параметры бассейна”, включив в их число дискретность (трещинная пустотность), давление и проницаемость. Учитывая эти соображения, представляется возможным сконструировать такую модель осадочной толщи, которая способна оперировать основными динамическими параметрами среды в единой причинно-следственной цепочке: дискретность – давление – проницаемость – скорость и направление течения флюида. Подобную модель логично назвать динамико-флюидной моделью (ДФМ) осадочной толщи. Функциональное описание ДФМ представляет собой закон Дарси, в котором предполагается:

1. Проницаемость среды понимается как переменная величина по существующему объему пространства с дискретной структурой, к которому приложена внешняя силовая нагрузка как функция времени.

2. Градиент давления – как непрерывная величина для твердой и жидкой фазовых составляющих данного дискретного объема, переменная по времени и пространству.

Фундамент в ДФМ имеет особо важное значение, т.к. его структура, свойства и текущее состояние являются внешними (начальными и граничными) условиями для определения параметров блоковой динамики бассейна. Понятие блоковой динамики в контексте дискретной среды важно как на стадиях накопления и разрушения осадочного бассейна, так и при описании текущего динамического состояния системы “бассейн – фундамент”.

Методы и технологии оценки реального напряженного деформированного состояния осадочной толщи по параметрам сейсмических волн вполне обеспечивают решение основной проблемы изучения пространственных особенностей относительной изменчивости общего давления в породном массиве в рамках современной динамики дискретной системы “бассейн – фундамент”. С этой точки зрения представляется возможным по иному подойти ко второй, не менее сложной, а потому, наверное, “вечной” проблеме: оценки проницаемости в естественном, достаточно крупном объеме осадочной толщи и параметров флюидного течения в динамических системах. Вторая проблема тесно связана с первой, и совместное

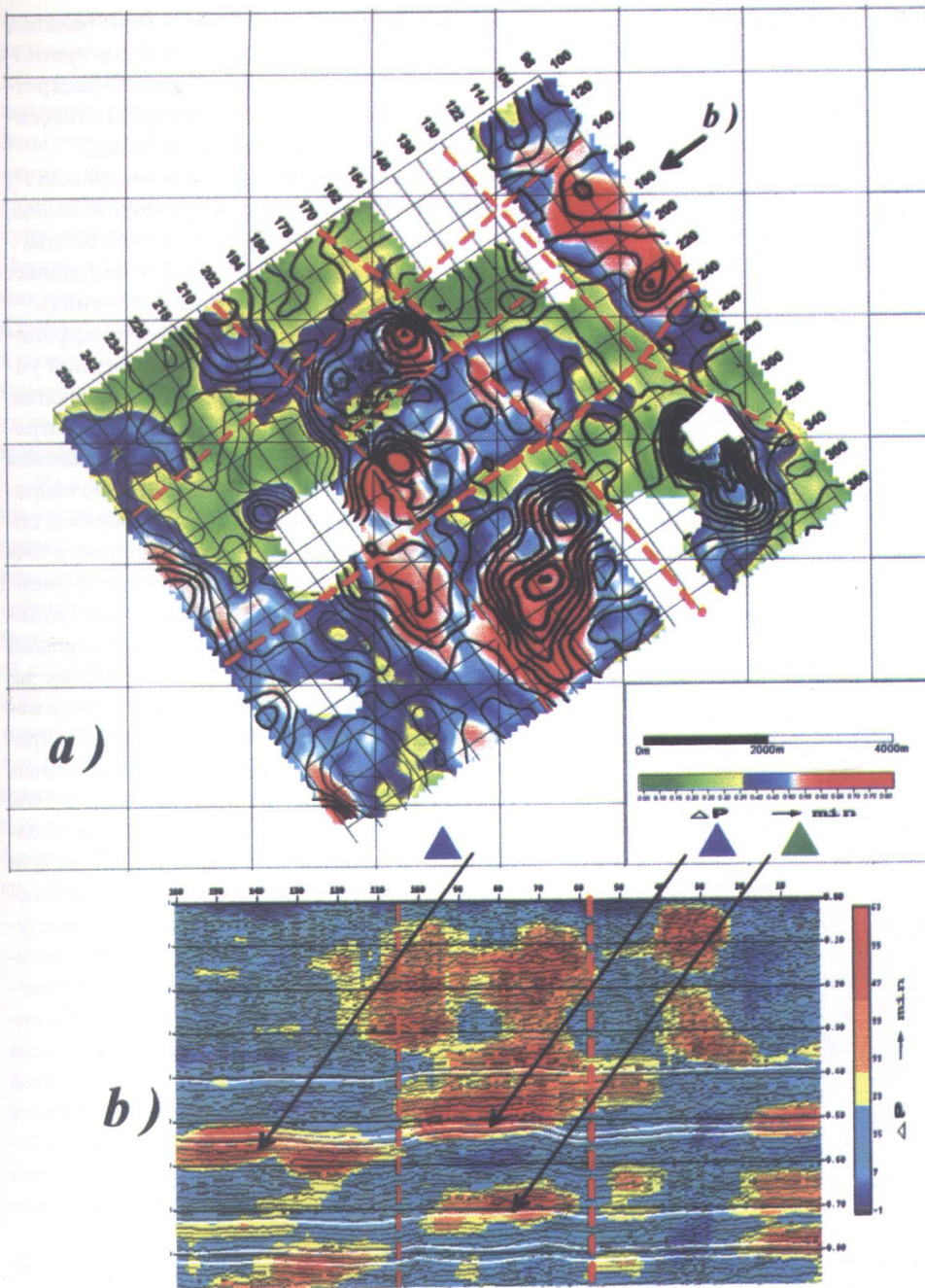


Рис. 2. Карта оценок давления по продуктивному интервалу отложений карбона (а) и вертикальное сечение оценок давления (b) по одному из направлений в сейсмическом кубе (Республика Татарстан, с разрешения ТАТНЕФТЕБИТУМ).

их решение позволит найти общие подходы к оценке миграции флюида в осадочной толще как на стадиях поиска и разведки, так и в процессе разработки месторождений. В этой связи, необходимо определиться с понятием “совместности” горного и флюидного давлений.

Возможны, как минимум, две точки зрения:

1. Твердая фаза породного массива находится в поле неоднородного напряженного состояния и под воздействием гидростатического давления жидкой фазы. Влияние напряжений на величину флюидного давления отсутствует.

2. Давление в породном массиве является непрерывной величиной; твердая и жидкая фазы представляют собой общую (связанную) “текучую” среду во времени.

Первый подход к проблеме требует знания множества

параметров. Он необходим в большей степени на стадиях прогноза и проверки фильтрационных схем в процессе разработки месторождения, который по существу искусственным образом порождает высокие скорости флюидных течений и тем самым разделяет породный массив на две независимые по параметрам изменчивости давлений фазы (или, точнее – не совпадающие по времени последовательно зависящие фазы). Вторая точка зрения объединяет и согласует процессы течений твердой и жидкой фаз в диапазоне низких скоростей, сопоставимых со скоростями современных, новейших и, тем более, древних тектонических процессов. Такой подход имеет целый ряд содержательных отличий и преимуществ, которые позволяют решать проблемы миграции флюида в приложении к геодинамической истории развития бассейна. С этой точки зрения общее давление в любой точке осадочной толщи представляется следующим образом:

$$P = P_g \pm P_d$$

где: P_g – нормальное (статическое, или гидростатическое) давление,

P_d – добавочное (динамическое, или сверхгидростатическое) давление, зависящее от времени.

В данном соотношении искомой величиной является сверхгидростатическое давление, которое можно оценить по параметрам сигналов отраженных волн.

В контексте ДФМ контакт двух формационных объектов

любого иерархического уровня с дискретной структурой, независимо от контраста упругих и плотностных свойств пород по обе стороны от него, рассматривается как плоскость разрыва сплошности среды и будет являться сейсмическим отражателем, а атрибуты сигналов волны, отраженной от этого контакта зависят от приложенного к нему общего горного давления (в том числе и от контраста упругих модулей среды по обе стороны от контакта, т.к. различие в упругих модулях увеличивает контраст в давлении). Подобная модель отражения в теории упругих волн известна как “нежесткая” граница, вдоль которой упругие контакты двух разделенных трещиной полупространств ограничены. Плотность таких контактов, условно определяемая коэффициентом жесткости, зависит от величины приложенной внешней нагрузки. Сле-

дует заметить, что в постановке дискретной структуры среды понятие жесткости границы дополняется объемами дискретов, на которые разбиты два граничащих друг с другом пространства. Если одна среда разбита на мелкие “кирпичики”, а другая – на более крупные, то в этом случае срабатывает эффект разницы в абсолютных деформациях в этих полупространствах. Кирпичики малого размера сжать легче, чем большого при одном и том же внешнем давлении.

В общем случае соотношение θ в i -ой точке отражающей границы на глубине z выражается следующим образом (см. описание патента ДФМ):

$$\theta_i = f \left(\frac{\delta P_i}{\delta z} \right) = \left[\frac{A_i}{\tilde{A}_i} \right]^b \left[\frac{\tilde{\omega}_i}{\omega_i} \right]^c \approx \frac{\delta P_{id}}{\delta z} \frac{1}{k_{is}} \quad (1)$$

$$k_{is} = s \frac{\delta P_i}{\delta \xi_i} \quad (2)$$

$$P_i = P_{ig} + P_{id} \quad (3)$$

где: k_{is} – коэффициент эффективной жесткости границы, s – масштабный коэффициент, зависящий от дискретности пространства по обе стороны от границы (дискретность выражается через объем одного дискрета отнесенного к рассматриваемому объему пространства), ξ_i – величина общей деформации границы, вызванная P_i , A_i, ω_i – амплитуда и частота сигнала отраженной волны, $\tilde{A}_i, \tilde{\omega}_i$ – амплитуда и частота сигнала падающей волны, b, c – коэффициенты, учитывающие тип формационных объектов (терригенные или карбонатные отложения).

По существу, величина θ_i соответствует коэффициенту отражения для нормально падающей объемной упругой волны и, в отличие от классического определения, является функцией частоты сигналов падающей и отраженных волн. Таким образом, коэффициент отражения упругой волны в модели дискретной неоднородно напряженной среды некоторым функциональным образом соответствует аномальному давлению, действующему в точке отражения. Относительная изменчивость коэффициента отражения вдоль сейсмической отражающей границы

и будет являться относительной оценкой градиента аномального давления в тех же точках определения коэффициента отражения. При этом изменение давления вдоль границы может быть вызвано как изменением внешней нагрузки (граница “перешла” в блок с другой текущей активностью), так и локальным изменением вещества в одном, или обоих полупространствах. Обнаружить истинную природу изменчивости в таком случае можно через определение интегрированных оценок аномалий давления по множеству сейсмических границ в каком либо интервале толщи. В этом случае, вертикальная сумма нормированных оценок отклонений величины давления должна закономерным образом отражать текущее динамическое состояние того или иного блока (отклонения оценок по всем границам в данном интервале имеют один и тот же знак).

Далее в тексте мы будем часто употреблять термин “аномальное давление” без упоминания смысла его пространственной и физической определенности как величины градиента, но будем всегда иметь это в виду.

В соответствии с общей идеей прогноза аномальных давлений по пространству осадочной толщи обработку и интерпретацию сейсмических данных следует рассматривать как целенаправленный поэтапный и связанный процесс, в котором учитываются все детали для достижения высокой точности не только структурных построений, но и восстановления истинных амплитуд и частот сейсмических сигналов. Особенность анализа сейсмических данных заключается в накоплении кинематических и динамических поправок, постепенно выявляемых на различных этапах процесса обработки

Поскольку основным содержанием динамики земной коры в рамках моделей дискретных сред с вязким тече-

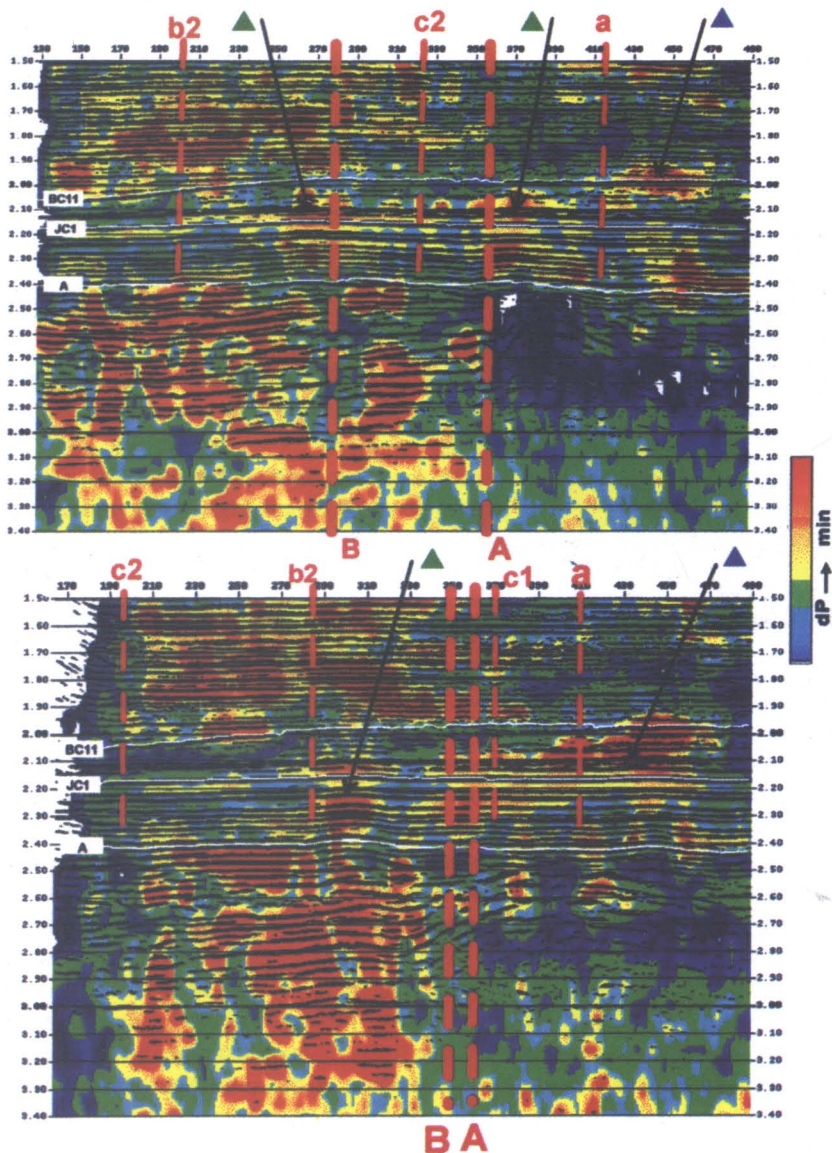


Рис. 3. Вертикальные сечения оценок давления по сейсмическому кубу (Жогалямское месторождение нефти, ХМАО, с разрешения кампании АИК-ЛУКОЙЛ).

нием является **принцип вертикальных перемещений блоков**, на которые закономерным образом делится осадочная толща, накопленные поправки различного типа должны отражать общую тенденцию направления или скорости движения каждого блока по всем отражающим границам в его контуре, начиная от самых верхних границ. Другими словами, интегрированные значения поправок должны отображать контуры блоков осадочной толщи, как в плане, так и в разрезе, если эти блоки имеют различные моменты современного движения, или, что то же самое, находятся в различном напряженном состоянии (сжатия или разгрузки).

На этапе интерпретации все эти поправки учитываются при вычислении общей аномальной оценки давления и, таким образом, компенсируют потери в параметрах сейсмических сигналов, особенно на более глубоких горизонтах. Следует заметить, что за счет учета только частотных потерь может быть получена поправка по глубине точки отражения порядка десятка или более метров. Здесь имеется в виду следующая схема: если частота сигнала отраженной волны (ω_r) меняется вдоль границы, то фазовое прослеживание приводит к ошибке, которую можно представить функцией:

$$dt = f(1/\omega_p - 1/\omega_r),$$

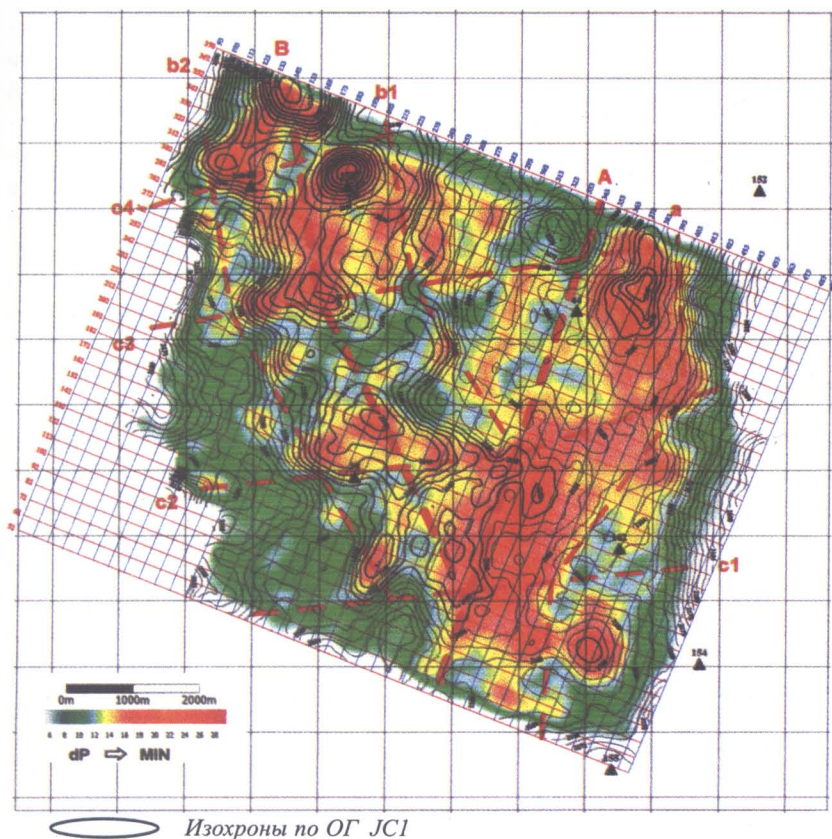


Рис. 5. Структурно-динамическая карта по ОГ JC1.

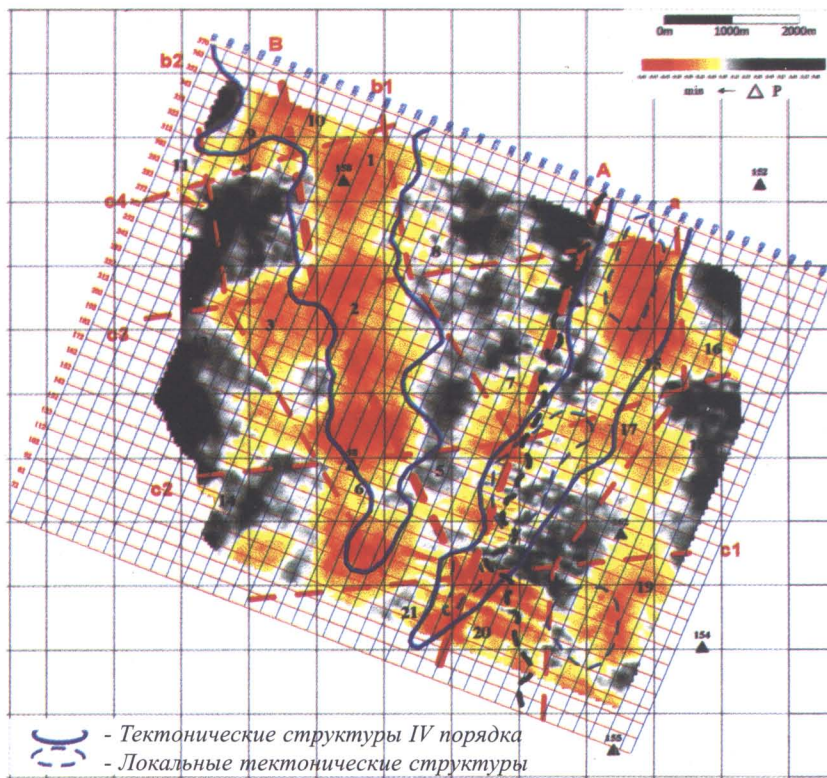


Рис. 4. Интегрированная оценка давления в пределах продуктивного интервала бассейна и схема блоковой динамики (Когалымское месторождение).

где ω_p - частота сигнала падающей волны.

Результатом интерпретации по ДФМ – технологиям являются схемы блоковой динамики осадочной толщи и интервальные карты аномальных давлений по горизонтам или по вертикальным сечениям (разрезам). На заключительном этапе, по найденным оценкам аномальных давлений и с учетом геометрии границ блоков, решается в различных постановках уравнение Дарси с построением прогнозных карт оценок флюидных давлений, проницаемости или параметров флюидного потока (направление и величина скорости потока). При наличии достаточного числа скважин с известными результатами испытаний пластов, относительные значения флюидных параметров могут быть откалиброваны в истинные значения. На подобных картах могут быть обнаружены контуры аномальных давлений, по характерному виду которых можно принять обоснованное решение по вероятному положению границ нефтенасыщенности в плане или в разрезе продуктивного интервала.

Обсуждаемая стратегия обработки и интерпретации сейсмических данных использовалась в последние годы в различных бассейнах мира (США, Китай, Вьетнам, Франция, акватории Северного и других морей, Западная Сибирь, Балтийский бассейн, Республика Татарстан и др.) в тестовых и производственных вариантах.

3. Примеры применения ДФМ-технологии в различных бассейнах

Республика Татарстан

В течение 1999 – 2000 гг. ДФМ-технология применялась на ряде объектов в пределах Южно-Татарского свода (В.Б. Писецкий и др., 1999, фонды Геолкома). Основные объекты по полной схеме обработки и интерпретации выполняются в настоящий момент. Приведем несколько примеров, которые достаточно убедительно свидетельствуют о перспективности применения обсуждаемой технологии в Волго-Уральском регионе.

На рис. 1 приведены сейсмические разрезы, обработанные по ДФМ-технологии. Разрез ДФМ представляет собой синтез обычного временного разреза и растрового цветного представления относительной оценки аномального давления. На всех разрезах мы, прежде всего, видим подтверждение современной блоковой динамики осадочного бассейна, – хорошо просматриваются контуры и границы активных блоков (т.е. блоков, находящихся в данный момент времени в состоянии разгрузки). Во вторых, мы видим точное соответствие общей концепции нефтенасыщения, в ДФМ все известные залежи находятся в пределах активных блоков. Наиболее интересным в данном случае выглядит региональный профиль (фрагмент “с”). Отметим еще один важный факт.

В восточной части регионального профиля в окрестности Ново-Елховского и Ромашкинского месторождений мы видим мощную аномалию разгрузки в интервале 0.3 – 0.4 сек, аналогов которой нигде не наблюдается. Это означает, что за длительное время активной нефтеразработки произошло существенное перераспределение напряженного состояния среды над коллекторами. Этот факт, с одной стороны, свидетельствует о том, что мы действительно умеем прогнозировать оценку общего давления, а с другой – позволяет сконструировать ряд методик по мониторингу разрабатываемых месторождений и коррекции схем их разработки.

На рисунке 2 приведена иллюстрация прогноза контура максимального флюидонасыщения по данным 3D-сейсморазведки на Чегодаевском месторождении. Здесь сине-красный контур на карте аномального давления достаточно точно соответствует реальному контуру по данным разведочно-эксплуатационного бурения. Он позволяет оценить точную блоковую динамику внутри контура, что может существенным образом повлиять на проектирование оптимальной схемы разработки Чегодайского и Утямышского поднятий. Кроме того, на вертикальном сечении куба мы видим возможный гидродинамический разрыв залежи в контуре отложений карбона и весьма привлекательную аномалию в девонских отложениях, которая может оказаться продуктивной.

Когалымское месторождение (ХМАО, с разрешения кампании АИК-ЛУКОЙЛ)

На рисунках 3 – 7 приведены основные результаты по прогнозу флюидодинамических параметров в пределах южной части Когалымского месторождения нефти. Данный объект замечателен тем, что представляет собой классическое строение нефтяной залежи структурного типа, которое очевидным образом свидетельствует о тектоническом механизме формирования ловушек и динамическом принципе распределения продукта в них.

На рис. 3 мы видим четкое разделение фундамента на крупные блоки, а бассейна – на более мелкие. Схема точно подтверждает выявленные ранее области тектонических структур IV-го порядка, контуры которых нанесены на карту интегрированных оценок давления, рис. 4.

Более детальная оценка аномальных давлений сделана для продуктивных основных интервалов – неокома (БС 11) и юры (ЮС 1), рис. 5. Здесь самая контрастная аномалия разгрузки (северо-западный угол куба) вскрыта самой продуктивной скважиной 158 (200 куб м сутки). По этим данным получена карта гради-

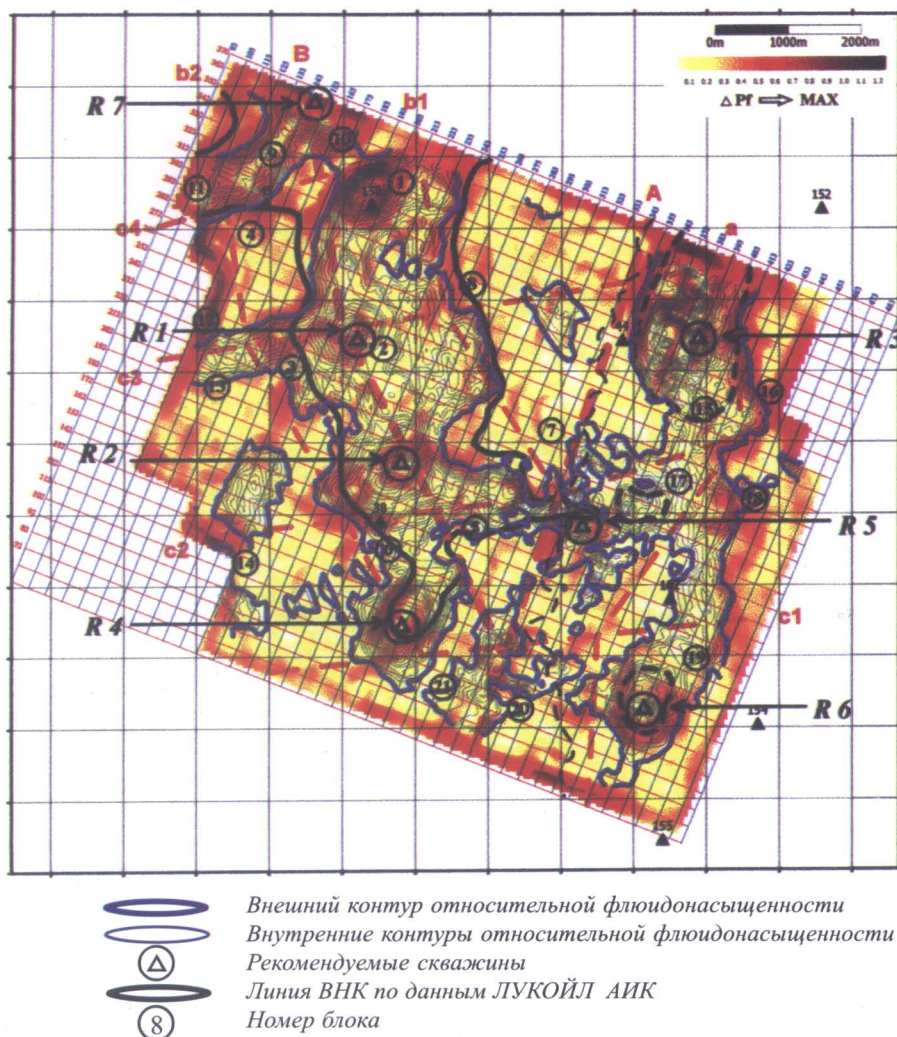


Рис. 6. Флюидодинамическая карта по ОГ JC1.

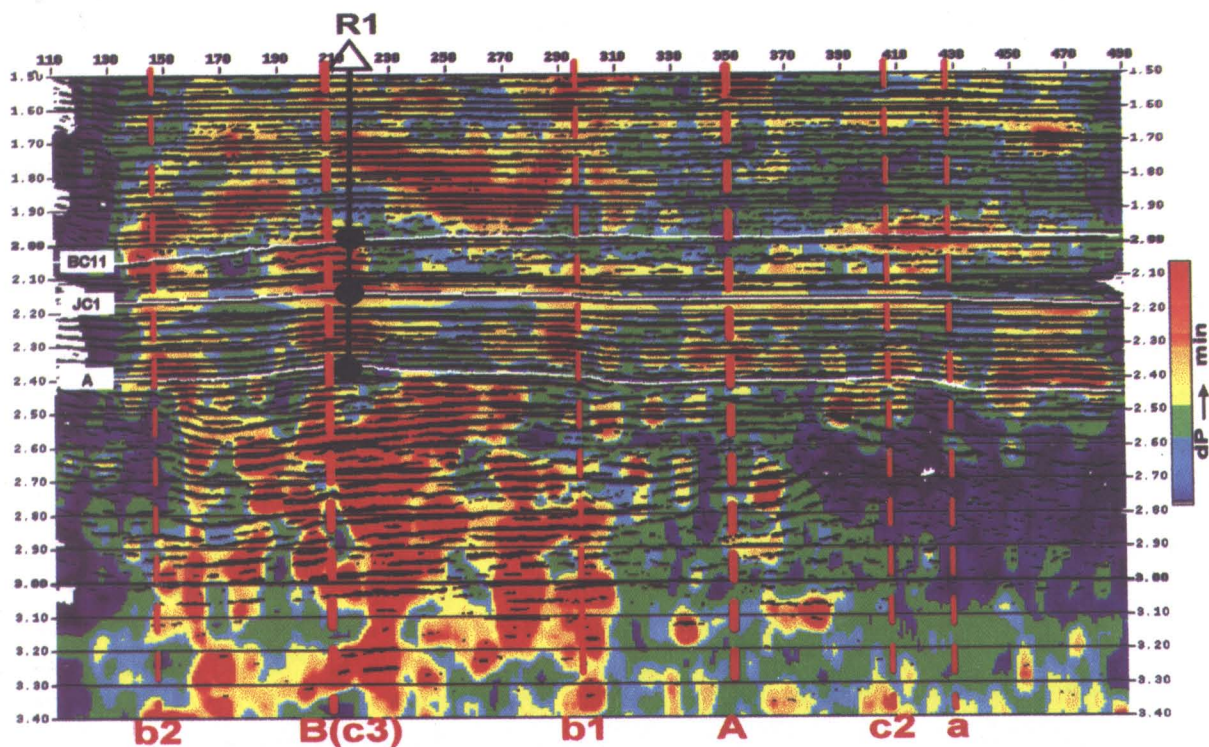


Рис. 7. DFМ-разрез по inline 252 с рекомендуемыми скважинами.

ента флюидного давления и контур максимального флюидонасыщения, рис. 6. Очевидно, DFМ-контур соответствует “геологическому” контуру, построенному по данным бурения. Но DFМ-контур существенно наращивает объемы продукта в восточной части и убеждает в наличии активной блоковой структуры этого интервала. А это вносит серьезные коррективы в дальнейшую схему разработки этого месторождения.

Рекомендуемая скважина R 1 должна подтвердить наличие залежей в неокоме, юре и триасе, рис. 7.

4. Выводы и предложения

Возможность оценки параметров миграционного потока флюида позволяет осуществлять прогноз вероятных областей нахождения флюида в самых нетрадиционных условиях, включая кристаллический фундамент.

С позиции DFМ наиболее важным «миграционным каналом» должна являться граница двух принципиально различных по динамической активности систем – осадочного бассейна и фундамента. С этой точки зрения заслуживает внимания гипотеза возможной нефтеносности эродированных зон (коры выветривания) фундамента Северо-Татарского свода.

Детальная оценка DFМ на разрабатываемых место-

рождениях позволяет с принципиально новых позиций подходить к выбору схемы расположения эксплуатационных скважин. Применение DFМ-технологии дает возможность оценить наличие коллектора и его флюидонасыщенность в пределах месторождения до начала эксплуатационного разбуривания, а также внести коррективы в существующую схему разработки на любой стадии.

Литература

Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М., ГЕОС. 1999.

Pisetski V. Method for Determining the Presence of Fluids in a Subterranean Formation, Application for utility patent. U.S. Patent and Trademark Office, EMO 57274744. 1997.

Pisetski V. The dynamic fluid method. Extracting stress data from the seismic signal adds a new dimension to our search. *The Leading Edge*. SEG, USA. September, 1999.

Владимир Борисович Писецкий
Зав. кафедрой геоинформатики, к.г.-м.н. Уральской горно-геологической академии (окончил в 1969 г.). Основное направление деятельности - развитие физических основ и методов интерпретации сейсмических данных с позиции динамической концепции структуры, свойств и состояния нефтегазовых бассейнов. Автор динамико-флюидного метода прогноза и исследования месторождений нефти и газа (DFM Technology. Патенты США и Европы). Методика успешно применена в различных бассейнах мира: Франции, Америки, Западной Сибири, Балтики, Татарстана и др. Член Общества разведочной геофизики, SEG с 1992 г.

