



КРИТЕРИИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ УЧАСТКОВ В ТЕКТОНИЧЕСКИ-НАПРЯЖЕННЫХ ЗОНАХ

И. А. Мельник, К. Ю. Смирнова, Е. В. Шеламова

Выявлена связь результатов инновационной переинтерпретации материалов ГИС с результатами обработки сейсмических данных; определены структурные критерии тектонически напряженно-стабильных зон, перспективных с точки зрения УВ насыщения. Проведен палеотектонический анализ территории с выделением зон разуплотнения пород при использовании методики расчета интегральной меры интенсивности тектонических движений. Выделенные зоны вертикального развития трещиноватости в основном совпадают с напряженно-стабильными зонами исследуемого района Томской области, которые могут быть связаны с вертикальной миграцией углеводородов.

Ключевые слова: трещиноватость, каротаж, флюидомиграция, тектоника, нефтегазонасыщенность, интенсивность вторичных процессов.

CRITERIA FOR LOCALIZATION OF POTENTIAL OIL-AND-GAS SATURATED SITES IN TECTONICALLY STRESSED ZONES

I. A. Melnik, K. Yu. Smirnova, E. V. Shelamova

It has been revealed that the results of innovative reinterpretation of logging data are related to those of seismic data processing. Structural criteria for tectonic stressed and stable zones perspective in respect to oil-and-gas saturation are defined. The paleotectonic analysis of the territory has been performed, rock deconsolidation zones have been allocated by using a design procedure of an integrated measure of tectonic movements intensity. The allocated zones of vertical rock fractures are generally coincident with the stressed and stable zones of the Tomsk Region studied area which can be connected with vertical migration of hydrocarbons.

Keywords: rock fracture, logging, fluid migration, tectonics, oil-and-gas saturation, intensity of secondary processes.

С накоплением информации по низкоомным продуктивным пластам наметились некоторые тенденции в размещении прогнозно-продуктивных скважин в пространстве и прогнозно-продуктивных пластов в разрезе на исследуемой территории. Плотность миграции углеводородов (УВ) в зонах интенсивной деформации осадочных пород, связанных с тектонически-структурными процессами земной коры, в первую очередь зависит от количества образованных трещин. Прослеживается закономерность: чем интенсивней деформируются отложения земной коры и больше их амплитуда, тем значительней густота и длина образующихся в горной породе трещин. Следовательно, в данном районе повышается интенсивность вертикальной миграции флюидных потоков с последующим заполнением ими коллекторов-ловушек и дальнейшим вторичным геохимическим преобразованием пород [2].

Трещины скола и отрыва, как правило, генетически связаны с тектоническими процессами в земной коре. Величина деформации зависит от возникающих внутренних напряжений, коэффициентов упругости и вязкости тела, причем с увеличением угла наклона пласта в сводовых частях толщи, а также в антиклинально-синклинальных складках пласта вдоль вертикальной оси нормального напряжения образуются трещины отрыва. В свою очередь, на склонах образующей

структуры в силу значительного влияния касательных напряжений в большей мере формируются трещины скола [1, 2, 5].

Понятно, что там, где развиты крупные разрывные нарушения, долгоживущие и периодически обновляющиеся, возникновение многопластовых месторождений неизбежно, хотя масштабы скоплений углеводородов в разных пластах могут быть разными, а некоторые из них могут оказаться разрушенными. Тем не менее эти тектонически активные зоны наиболее перспективны для формирования низкоомных коллекторов с возможным насыщением углеводородами. **Предполагается, что в зонах сочленения поднятий и впадин на относительно спокойных тектонических участках в присутствии покрывки могут формироваться залежи УВ.** Поэтому критерием поиска в зонах сочленения будут участки с достаточно «гладким» склоном, т. е. там, где отсутствуют мелкие складчатые деформации более высокого порядка, образованные позднее. При наличии фактора, ограничивающего миграцию углеводородов вверх, вероятность расформирования образованной УВ залежи в данной зоне незначительна.

Выявление зон миграции УВ на примере исследований Томской области

Итак, повышение трещиноватости горной породы приводит к увеличению потока мигрирующих



флюидов, обуславливающих вторичные преобразования. Вычислив на основе материалов геофизических исследований скважин (ГИС) параметр вероятности УВ насыщения (P) и интервальную величину ($Y_{\{Fe, K, ДЭС\}}$), определяющую долю интервала пласта относительно всего песчаного пласта в разрезе скважины, где твердые фазы породы, содержащие железо, калий и двойной электрический слой глин понижают удельное электрическое сопротивление (УЭС) пласта [6, 7], а также сопоставив эти значения с параметрами сейсмических данных структуры отражающего горизонта, приуроченных к указанным пластам, можно определить критерии выявления низкоомных нефтегазо-насыщенных зон.

В свою очередь, положительная корреляция данного интервального параметра с коэффициентом корреляции железа и УЭС (в скважинах с УВ насыщением) исследуемых выборочных интервалов в разрезе скважины будет отражать положительную зависимость вторичных преобразований с вертикальной миграцией флюидов. Квадрат коэффициента корреляции этой зависимости назовем *параметром интенсивности* вторичных преобразований породы с УВ насыщением (I). Полученный таким способом статистический параметр I связан с вторичными процессами преобразования хлоритов и пиритизацией, обусловленными вертикальной миграцией химически агрессивных флюидов.

Возникает необходимость охарактеризовать тектонически-зональные критерии с математической точки зрения и определить их численные значения. В качестве основного инструмента можно использовать математический аппарат, применяемый при интерпретации временных сейсмограмм. Наиболее информационные и значимые для решения поставленной задачи операторы – градиент и лапласиан, т. е. первая и вторая производные глубины залегания (рельефа) пласта по аргументам x и y .

Остаточная нефтегазонасыщенность (т. е. ее признаки) заполняющегося коллектора на пути миграции УВ будет зависеть от емкости пустот (C) и относительной разницы поверхностной густоты (G) трещин скола (разломов) подошвы и кровли пласта. Присутствие глинистой (вязкой) покрышки в кровле коллектора является причиной данной зависимости. Известно, что поверхностная плотность разломов, пропорциональная градиенту поверхности неотектонических (в нашем случае – тектонических) движений, рассматривается как количественная мера проницаемости и плотности флюидных потоков. Поверхностная густота микротрещин, трещин и разломов служит количественной мерой разрядки касательных напряжений и пропорциональна градиенту амплитуд $G \sim G$ [8], что позволяет определить признаки нефтегазонасыщенности (т. е. вероятность насыщения УВ) в зависимости от градиента поверхности от-

ражающего горизонта. Интегрируя произведение по градиенту, мы получим логарифмическую зависимость вероятности насыщения УВ от градиента поверхности отражающего горизонта.

Наложенный эпигенез приводит к таким химическим реакциям, как выщелачивание (каолинизация) и уплотнение (вторичная карбонатизация) коллектора, пиритизация, деградация хлоритов и гидрослюд, обуславливающие понижение УЭС.

Интенсивность вторичных процессов прямо пропорциональна количеству поступающих флюидов, зависит от окислительно-восстановительного потенциала (скорости реакции) и площади поверхности взаимодействия флюида с веществом породы. Однако время течения флюида в определенном интервале зависит и от густоты трещин. Иными словами, с увеличением густоты время течения пропорционально увеличивается, потому что соразмерно падает скорость течения потока. Такая зависимость предполагает обратно пропорциональную связь интенсивности вторичных преобразований с трещиноватостью коллектора. Известно, что коэффициент трещиноватости пропорционален производной поверхности второго порядка (лапласиану) отражающего горизонта (ОГ) и зависит от мощности пласта, приуроченного к ОГ [2].

Таким образом, интенсивность вторичных преобразований горной породы юры и мела, обусловленная мигрирующими флюидами, будет обратно пропорциональна лапласиану отражающего горизонта II^a .

На временных сейсмических разрезах в Томской области основным ОГ, подстилающим меловые отложения, является подошва баженовской свиты II^a . Определение градиента и лапласиана на структурном плане данного ОГ и их сопоставление с усредненной вероятностью УВ насыщения и интенсивностью вторичных преобразований юрско-меловых отложений по скважинам позволяют исследовать эти зависимости в комплексе пластов юры и мела.

Рассмотрим полученную зависимость между средней вероятностью насыщения УВ $\langle r \rangle$ скважин и градиентом G исследуемой территории (рис. 1). Между этими характеристиками проявилась прямо пропорциональная логарифмическая связь, что подтверждает достоверность используемого алгоритма переинтерпретации материалов ГИС. На диаграмме данная зависимость разделилась на две группы скважин – с большей (b) и меньшей (a) средней вероятностью насыщения УВ. По всей видимости, на определение вероятности насыщения УВ оказывает влияние как минимум еще один процесс. Статистический анализ показал, что вероятность $\langle r \rangle$ для группы скважин a обратно пропорциональна интенсивности вторичных преобразований породы с УВ насыщением. Данная зависимость прямо пропорциональна в группе скважин b . Очевидно, вторичные процес-

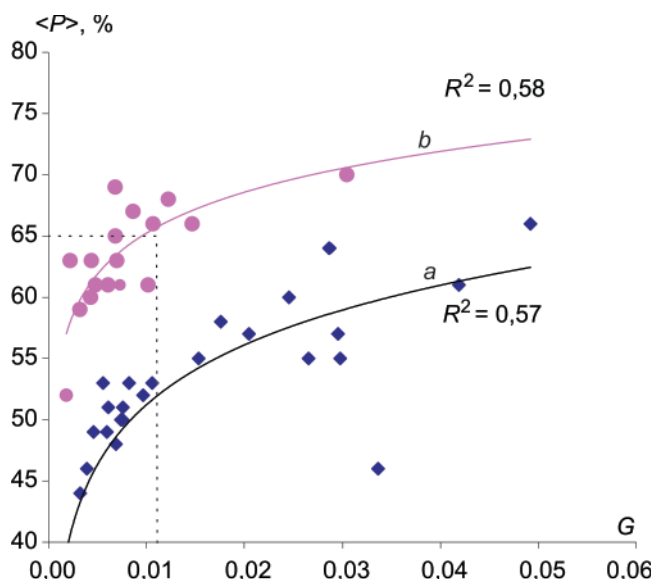


Рис. 1. Зависимость средней вероятности насыщения УВ скважины (P) от градиента (G) по отражающему горизонту II^a в Томской области (группа скважин с вероятностью УВ насыщения: а – меньшей; б – большей)

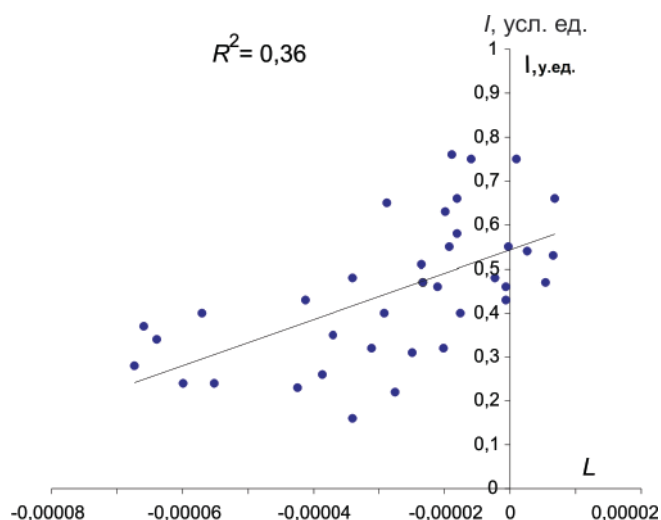


Рис. 2. Зависимость между интенсивностью преобразований породы с КВ насыщением скважин (I) и лапласианом (L) по отражающему горизонту II^a в разрезе скважин

сы в разрезе групп скважин а ухудшают емкостные свойства исследуемых интервалов, что может служить относительным уменьшением вероятности их насыщения УВ.

Сопоставление статистического параметра интенсивности вторичных преобразований (I) с лапласианом (L) в различных структурах выявило обратную корреляционную зависимость (рис. 2): чем больше лапласиан по модулю, а в нашем случае – чем интенсивнее проявляется кривизна поверхности горизонта II^a (степень трещиноватости отрыва), тем больше скорость фильтрации флюидов и меньше интенсивность вторичных преобразований песчаников. Это полностью подтверждает соответствие статистического параметра I физико-химической величине – интенсивности геохимического преобразования, связанного с миграцией флюидов.

Перспективность изучаемых участков напрямую зависит от интенсивности вторичных преобразований горной породы, причем в зонах, где происходят разуплотнение, выщелачивание породы (углекислотный метасоматоз), вероятность УВ насыщения выше нефтегазонасыщенности зон с наложенным уплотнением (карбонатизацией) коллектора (см. рис. 1). Очевидно, значительная тектоническая подвижность (характеризуемая большим по модулю лапласианом) нарушает процесс формирования залежи и приводит к деструктуризации коллекторов, уменьшая время преобразования породы.

В свою очередь, при сопоставлении результатов испытания скважин с итогами переинтерпретации материалов ГИС определено граничное значение вероятности насыщения УВ $p_{гр} \geq 42\%$ с достоверностью $D \geq 50\%$, а при $p > 65\%$ и $D > 95\%$ вычисления p соответствовали результатам испытаний [6, 7]. На основании анализа зависимостей $\langle p \rangle(G)$ (см. рис. 1) и $I(L)$ (см. рис. 2) появляется возможность выделить по градиенту две области, перспективные с точки зрения УВ насыщения: $\zeta_2 > G_1 \geq \zeta_1$ ($65\% > p \geq 42\%$) – перспективная зона; $G_2 \geq \zeta_2$ ($p \geq 65\%$) – высокоперспективная зона. Окрестность нулевого значения лапласиана (ξ) характеризует более спокойные тектонические условия с малой трещиноватостью ($-\xi < L_0 < \xi$), где при $I > 0,4$ усл. ед. вероятность $p \sim 1/L$, что и послужило определением предельного критерия по лапласиану для выявления стабильной зоны образованной УВ залежи.

Наложение зон с высоким градиентом на участок с почти нулевым лапласианом позволяет определить высокоперспективные участки, хотя и напряженные, т. е. трещиноватые, но достаточно спокойные в тектоническом плане времени существования исследуемого склона (рис. 3). В таких зонах породы, как правило, связаны с трещинами скола и приурочены к разломам. Метод наложения основан на выявлении совпадающих по площади зон двух множеств (предельных критериев). Совпадающие области предельных критериев назовем *напряженно-стабильной зоной* (НСЗ). С позиций рассматриваемой нами флюидодинамической модели формирования УВ залежей данные зоны будут определяться как наиболее перспективные.

Определенные таким образом НСЗ должны в значительной степени совпадать с зонами разуплотненных пород. Выявление и оконтуривание разуплотненных зон осуществлено при помощи методики расчета интегральной меры интенсивности тектонических движений [3, 4].

Основа палеотектонического анализа – статистический анализ мощностей. В определенный период геологического времени на исследуемой территории мощность отложений, образовавшихся за этот период, будет соответствовать глубине погружения земной коры в течение этого же периода. Интенсивность и направленность тектониче-

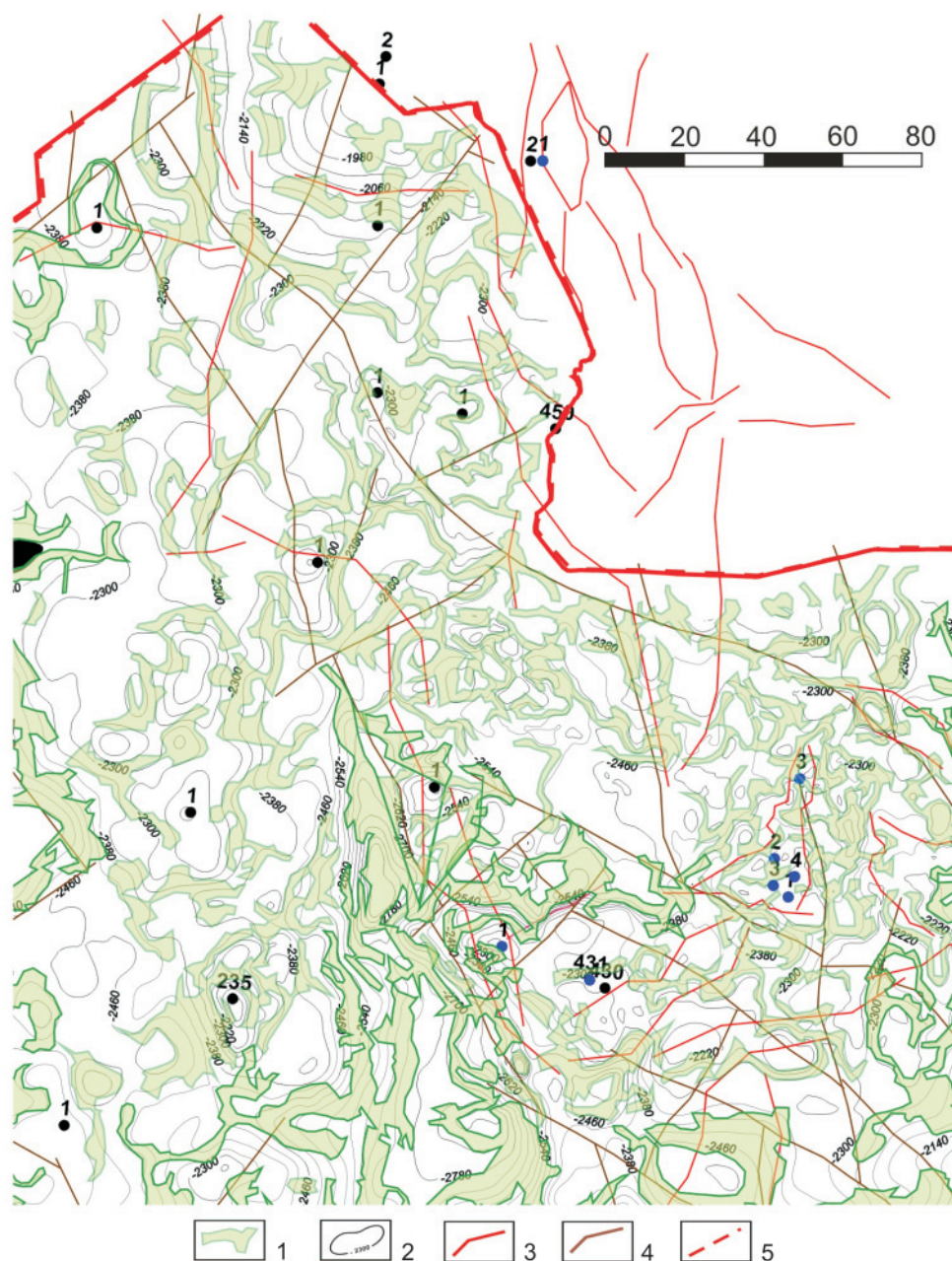


Рис. 3. Карта тектонических напряженно-стабильных зон, перспективных с точки зрения нефтегазонасыщения, на территории исследования

1 – НСЗ, отражающие наиболее благоприятные условия формирования УВ залежей; 2 – изогипсы отражающего горизонта II^а; тектонические нарушения: 3 – по В. А. Конторовичу (2001), 4 – по В. С. Суркову (2003); 5 – граница Томской области

ских движений не всегда одинаковы в пределах какой-либо территории. При этом вероятность превышения предела прочности пород выше при большей интенсивности разнонаправленных движений. О различной интенсивности тектонических движений можно судить по неунаследованности структурных планов. Результатом анализа тектонического развития исследуемой территории является анализ развития ее структурных планов (унаследованная или инверсионная конфигурация отражающих поверхностей). Предполагается, что трещиноватость связана с изменениями интенсивности и разнонаправленностью тектонических движений. При этом зоны трещиноватости

приурочены к границам блоков разной степени унаследованности структур.

При расчете интегральной меры интенсивности тектонических движений используются сеточные функции, смоделированные на основе нерегулярных данных (гриды по отражающим сейсмическим горизонтам, уверенно прослеживаемые по территории исследования) [3, 4]. Для исследования выбран сеймостратиграфический интервал, включающий отражающие горизонты:

- Ф² (кровля доюрского основания);
- I^а (угольный пласт У₁₀);
- соответствующий кровле тюменской свиты;
- II^а.

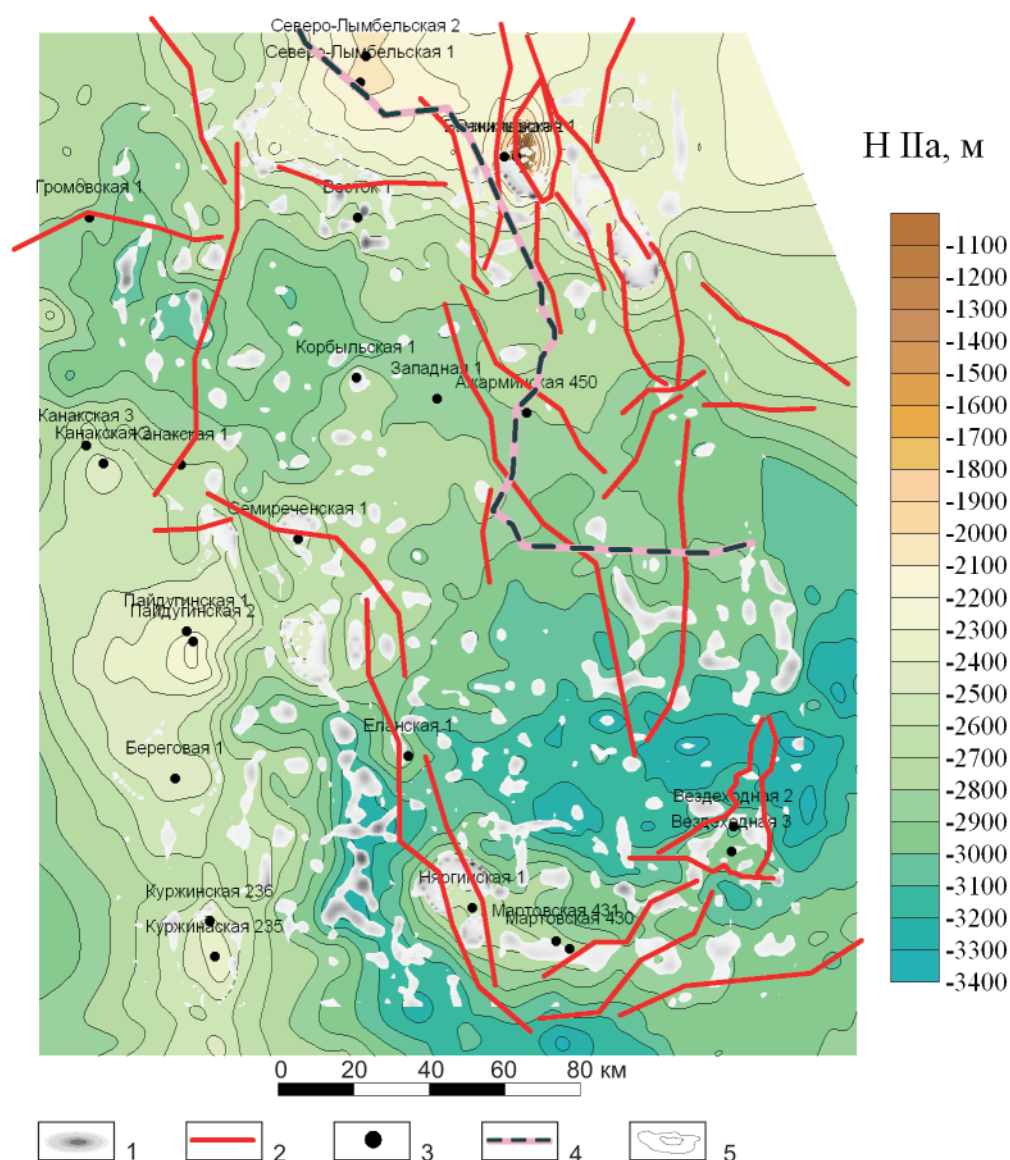


Рис. 4. Карта зон разуплотнения пород на территории исследования

1 – зоны разуплотнения, выделенные по методите старистического анализа мощностей; 2 – разломы (по В. А. Конторовичу); 3 – скважины глубокого бурения, 4 – граница Томской области; 5 – изогипсы структурного плана II^а

Методика включает в себя следующие процедуры:

- вычисляются величины, характеризующие положение точки в палеорельефе, для чего производится нормирование мощностей интервалов между отражающими горизонтами от 0 до 1 (0 соответствует самой высокой точке, 1 – самой низкой);
- определяются интенсивности изменения положения точки в палеорельефе, т. е. проводится расчет дисперсий в каждой точке и соответствующей сеточной функции (зоны трещиноватости будут соответствовать зонам большей интенсивности);
- рассчитывается вторая производная (лапласиан) от дисперсии; расчет сеточной функции позволяет проследить зоны трещиноватости (в том числе зоны разуплотненных пород), соответствующие зонам наибольшей кривизны функции.

Палеотектонический анализ проведен на территории, включающей северную часть Восточно-Пайдугинской мегавпадины, Южно-Ажарминское, Северо-Лымбельское куполовидные поднятия (северо-восток Томской области), Ванжильское куполовидное поднятие (Красноярский край). В результате построена прогнозная карта зон разуплотненных пород (рис. 4).

Заключение

Комплексирование методики определения прогнозно-продуктивных пластов (с пониженным УЭС) с результатами вычислений сейсмических данных позволяет выявлять предельные значения критериев напряженно-стабильных зон, перспективных с точки зрения нефтегазонасыщенности. Как правило, данные участки связаны с благоприятными тектоническими условиями образования и сохранения продуктивных залежей. При



сопоставлении НСЗ с прогнозной картой зон разуплотненных пород видно, что напряженно-стабильные зоны приурочены, как правило, к зонам разуплотнения пород, выделенным в результате анализа мощностей.

Таким образом, проведенный анализ полученных статистических результатов позволяет сформулировать следующие *территориальные* (структурные) критерии поиска перспективных зон распространения вторичных коллекторов с возможным УВ насыщением:

- Критический градиент скважин по ОГ с точки зрения перспективной вероятности определения территории миграции УВ делим на две зоны: перспективную $\zeta_2 > G_1 \geq \zeta_1$ ($65\% > p \geq 42\%$) и высокоперспективную $G_2 \geq \zeta_2$ ($p \geq 65\%$).

- Лапласиан скважин по ОГ должен быть в пределах окрестности (ξ) нулевого лапласиана: $-\xi < L_0 < \xi$, ($I > 0,4$) (в идеальном варианте предел $L_0 \rightarrow 0$).

Итак, в результате анализа полученных на исследуемой территории материалов можно выделить зоны разуплотненных пород с субмеридиональным простираем. Наиболее тектонически активные области (зоны потенциально высокодебитных коллекторов) располагаются на юго-западном и северо-восточном участках работ и приурочены к гипсометрически повышенным отражающим горизонтам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Гзовский, М. В.** Основы тектонофизики [Текст] / М. В. Гзовский. – М. : Наука, 1975. – 536 с.

2. **Голф-Рахт, Т. Д.** Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов [Текст] / Т. Д. Голф-Рахт – М. : Недра, 1986. – 608 с.

3. **Ершов, С. С.** Система расчета интегральной меры интенсивности тектонических движений : Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ [Текст] / С. С. Ершов, С. В. Зими́на, В. А. Останин. – № 2009615248. – 23.09.09.

4. **Зими́на, С. В.** Влияние тектонического фактора на формирование трещинно-порового типа коллектора на примере горизонта Ю₁ Двуреченского месторождения нефти Томской области : Автореф. дис. ... к. г.-м. н. [Текст] / С. В. Зими́на. – Томск : ТПУ, 2010.

5. **Квеско, Б. Б.** Подземная гидромеханика : Учебное пособие [Текст] / Б. Б. Квеско. – Томск : ТПУ, 2010. – 181 с.

6. **Мельник, И. А.** Методика выявления нефтегазоносных объектов в эпигенетически преобразованных коллекторах Западной Сибири [Текст] / И. А. Мельник // Геофизика. – 2012. – № 1. – С. 31–35.

7. **Мельник, И. А.** Статистический метод отличия водонасыщенных (низкоомных) коллекторов от нефтегазонасыщенных и выявления перспективных зон [Текст] / И. А. Мельник // Каротажник. – 2012. – № 4. – С. 29–42.

8. **Тимурзиев, А. И.** Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью) : Автореф. дис. ... д. г.-м. н. [Текст] / А. И. Тимурзиев. – М. : ОАО «ЦГЭ», 2009.

© И. А. Мельник, К. Ю. Смирнова,
Е. В. Шеламова, 2012