

ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО НЕОДНОРОДНОСТИ СТРУКТУРЫ ПОЛЯ ДЕФОРМАЦИЙ ОТРАЖАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

Е.Д. Глухманчук, А.Н. Василевский*

Центр геологического моделирования, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, 27, Россия

** Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

Рассмотрена роль зон трещиноватости и разрывных нарушений в формировании фильтрационной неоднородности продуктивных пластов на разрабатываемых месторождениях. Отсутствие зон трещиноватости и разрывных нарушений в геологических и, как следствие, гидродинамических моделях приводит к снижению эффективности заводнения и в целом к снижению коэффициента извлечения нефти.

Причиной сложившейся ситуации является недостаточная разработанность методов картирования и классифицирования зон трещиноватости по данным сейсморазведки. Использование, к примеру, функций градиентов отражающих горизонтов в этих целях может описать только конечные стадии разрушения горных пород на границах тектонических блоков.

В целях повышения полноты описания и классифицирования зон трещиноватости по режиму активизации дизъюнктивных деформаций предлагается использовать неоднородность структуры поля деформации отражающих горизонтов. Этот параметр охватывает не только поздние, но и ранние стадии разрушения горных пород и по сравнению с градиентами с большей точностью описывает деформации на границах блоков. На приводимом примере эксплуатации одного из месторождений Западной Сибири, показано, что в зонах разрывных нарушений с рассчитанной послесеноманской неоднородностью структуры поля деформаций дебиты добывающих скважин из продуктивного пласта Ю₁ существенно выше за счет трещинной проницаемости.

Фильтрационная неоднородность, трещиноватость, разрывные нарушения, стадии разрушения, градиенты поверхности, дивергенция градиентов.

DESCRIPTION OF FRACTURE ZONES BASED ON THE STRUCTURAL INHOMOGENEITY OF THE REFLECTOR DEFORMATION FIELD

E.D. Glukhmanchuk and A.N. Vasilevskii

The role of fracture and faulting zones in the filtration inhomogeneity of productive formations in oil and gas fields has been considered. The absence of fracture or faulting zones from geological and, consequently, hydrodynamical models reduces the flooding efficiency and the oil recovery factor in general.

The current situation results from the underdevelopment of methods for the mapping and classification of fracture zones based on seismic-prospecting data. For example, the use of the seismic-horizon gradient method makes it possible to describe only complete rock fracturing at tectonic-block boundaries.

We propose to use the structural inhomogeneity of the deformation field of seismic horizons for a more complete description and classification of fracture zones by the faulting regime. This parameter is suitable not only for late but also for early stages of faulting and describes block-boundary deformations more accurately than gradients. The example of a West Siberian field showed that the production wells from the J₁ productive formation in the faulting zones with the calculated post-Cenomanian structural inhomogeneity of the deformation field have considerably higher discharges owing to fracture permeability.

Filtration inhomogeneity, fracturing, faulting, principal stages of fracturing, surface gradients, gradient divergence

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние нефтяной отрасли характеризуется, с одной стороны, вступлением все большего числа крупных и уникальных высокодебитных месторождений в позднюю и завершающую стадии разработки со значительным снижением добычи нефти и ростом обводненности продукции. В результате разрабатываемые залежи становятся сложнопостроенными объектами разработки с трудно-извлекаемыми запасами, структура которых определяется фильтрационной неоднородностью продуктивных пластов, одной из причин которой является трещиноватость.

С другой стороны, введение в разработку новых, как правило, сложнопостроенных залежей с низкопроницаемыми коллекторами ставит в первую очередь задачу картирования зон трещиноватости для обеспечения их эффективного дренирования. Нерешенность этой задачи или недооценка этого фактора приводит к тому, что (например, на месторождениях Татарии) в сложнопостроенных коллекторах 60 % эксплуатационных скважин дают только 5 % накопленной добычи нефти, а в Тюменской области всего 15 % добывающих скважин обеспечивают 85 % добычи [Тагиев, 1997].

Анализ результатов разработки месторождений европейской части России показывает, что зоны трещиноватости, проявляя себя при заводнении как каналы фильтрации, в значительной мере определяют формирование непроектируемых фильтрационных потоков. Так, в результате бурения доуплотняющих скважин на расстоянии 200—300 м от добывающих на Туймазинском месторождении после пятнадцатилетней разработки было установлено доэксплуатационное положение ВНК [Девликамов и др., 1975]. Такие же эффекты отмечались на Шкаповском месторождении, девонских залежах Серафимовской группы месторождений, несмотря на высокую проницаемость и однородное строение пластов. Детальный анализ промысловых данных показал, что вода перемещается к эксплуатационным скважинам неравномерным фронтом в виде узких языков [Девликамов и др., 1975]. Исследования на Ромашкинском месторождении с применением меченых жидкостей позволили установить, что высокие скорости продвижения жидкости обусловлены наличием путей фильтрации с аномально высокой (иногда повышенной на порядок) проницаемостью [Муслимов и др., 1995]. При этом не формируется единый фронт заводнения и происходит потеря части извлекаемых запасов, выдавливаемых по каналам фильтрации за контур месторождения. Так, на Бавлинском месторождении через 6 лет после освоения законтурного заводнения пьезометрическая скв. 216, пробуренная за его пределами, начала фонтанировать нефтью с дебитом до 100 т в сутки. Всего по ней было отобрано 65 787 т нефти [Султанов, 1974], т.е. случайное попадание скважины на один из каналов фильтрации зафиксировало факт перетока нефти через законтурный ряд нагнетательных скважин за пределы месторождения.

Отмеченные особенности поведения фильтрационных потоков при заводнении залежей в поровых коллекторах наблюдаются и в Западной Сибири.

Показательным примером в этом отношении являются результаты разработки [Тян и др., 1999] и индикаторных исследований [Герасименко и др., 2000] Мамонтовского месторождения, третьего в Западной Сибири по величине начальных балансовых запасов нефти. На этом месторождении в ходе разработки пласта БС₁₀ после 17-летнего периода закачки воды в разрезающие нагнетательные ряды был пробурен ряд скважин между нагнетательным и первым добывающим рядом. В среднем из одной такой скважины добыто 34 тыс. т нефти, что показало наличие достаточно высоких остаточных запасов нефти в зонах, которые обычно считаются наиболее «промытыми». Таким образом, результаты доуплотняющего бурения продемонстрировали, что уже вблизи от нагнетательных скважин в наиболее емких и однородных в Западной Сибири поровых коллекторах единый фронт заводнения не сформирован. На причины такого поведения закачиваемой воды дают ответ результаты индикаторных исследований, проведенных на этом же месторождении в пласте АС₅₊₆. На опытном участке в две нагнетательные скважины было закачено по 12 м³ меченой жидкости с исходной концентрацией 1.1 г/л. Контроль за поступлением индикатора осуществлялся по всем добывающим скважинам опытного участка. Всего из пласта было возвращено 85 % закаченного количества индикатора, что свидетельствует в пользу высокой достоверности и успешности проведенного эксперимента. Характерным результатом исследований является обнаружение высоких скоростей перемещения меченой жидкости в пласте — от 50 до 380 м/сут. Проницаемость высокопроизводительных каналов находится в диапазоне 0.82—2.79 мкм². Эти параметры на 2—3 порядка превышают средневзвешенные значения, характерные для порового коллектора. Рассчитано, что 40—42 % закачиваемой воды, перемещаясь по каналам фильтрации, не производят нефтewытесняющего воздействия, бесполезно загружая пункты нефтесбора.

Приведенный обзор данных по результатам разработки месторождений в разных районах России показывает, что высокопроницаемые каналы фильтрации, не учитываемые в проектах разработки, являются одной из основных причин низкой эффективности заводнения и в целом низкой нефтеотдачи пластов в коллекторах порового типа.

Наиболее общей характерной чертой истории освоения месторождений является недооценка фильтрационной неоднородности литологически выдержанных пластов до начала их активного заводнения. В основу гидродинамических моделей залежей закладывается геологическая модель строения продуктивных пластов, основанная только на литологических разрезах скважин и поровом строении емкостного пространства залежи. С началом работ по заводнению залежей обнаруживается высокая фильтрационная неоднородность, которая объясняется наличием не выявляемых в разрезах скважин высокопроницаемых «пропластков», «суперколлекторов» и т.д., по которым происходят преждевременные кинжальные прорывы воды. Реализация основного принципа внутриконтурного заводнения [Тагиев,

1997] — перенос фронта нагнетания по линиям естественного обводнения (закачка в каналы фильтрации) — еще более снижает эффективность заводнения и усложняет достижение проектного коэффициента нефтеотдачи.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Основной причиной сложившейся ситуации является неполнота геологических моделей месторождений. В них отсутствуют зоны трещиноватости, где коллектор имеет двойную, поровую и трещинную пористость. Картирование зон трещиноватости и разломов по морфологии структурных поверхностей и отражающих горизонтов при интерпретации сейсморазведочных данных основывается главным образом на расчете их градиентов. Такой подход исходит из представлений о вертикальных движениях блоков фундамента, создающих градиентные зоны в осадочном чехле на границах движущихся блоков. Однако с позиций современных теорий разрушения массивов горных пород в зонах разрывных нарушений этот параметр не может полностью описать деформационные процессы на границах блоков.

Исходя из современных теорий, проверенных на численных и физических моделях, и практики полевых исследований, ввиду стадийности процесса разрушения пород на границах блоков выделяются чаще всего четыре стадии разрушения пород — пластическая, ранняя, поздняя и стадия полного разрушения [Шерман, 1977; Шерман и др., 1983].

1. **Пластическая стадия разрушения** характеризуется концентрацией пластических деформаций слоев с формированием положительных малых складчатых форм (лобовых складок).

2. **Ранняя стадия разрушения** характеризуется образованием в пределах малых складчатых форм одноранговых непротяженных трещин.

3. **Поздняя стадия** характеризуется формированием протяженных фрагментов магистрального шва (основного сместителя), объединяющего ранее образованную трещиноватость.

4. **Стадия полного разрушения** характеризуется объединением фрагментов магистрального шва в единую зону. Именно на стадии полного разрушения среды по основному сместителю происходят межслоевые смещения, приводящие к образованию градиентных зон, и зона разрушения определяется как разрывное нарушение (разлом).

Таким образом, использование градиентов целесообразно в условиях полного разрушения среды при вертикальных движениях блоков. Однако при этом большая часть зон трещиноватости на границах блоков не описывается этой функцией. Чаще всего вблизи разломных узлов отмечаются поздние стадии разрушения, при удалении от них — ранние, не описываемые функцией градиента. Более того, в силу знакопеременных во времени смещений на границах блоков максимальные значения градиентов часто отмечаются в тыловых крыльях лобовых складок, на удалении от этих границ. В итоге использование функций градиентов отражающего горизонта не обладает достаточной полнотой и точностью в решении задачи картирования разрывных нарушений и особенно зон трещиноватости, где вертикальных смещений слоев не наблюдается.

По результатам описания трещиноватости в ядрах скважин в породах осадочного чехла Западной Сибири 60—70 % тектонических трещин залечена главным образом кальцитом [Микуленко, Шемин, 1975]. Известно, что заполнение продуктивных пластов нефтью препятствуют процессам вторичного минералообразования [Сахибгараев, 1989]. Исходя из известных условий вступления нефтематеринских отложений в главную фазу нефтегазообразования [Конторович и др., 1975], время формирования залежей в Западной Сибири можно оценивать в целом как послесеноманское. Таким образом, послесеноманский этап трещинообразования характеризуется минимальным залечиванием трещин в продуктивных пластах, образуя каналы фильтрации. Отсюда следует, что при решении задачи картирования зон открытой трещиноватости в условиях Западной Сибири важна их классификация по степени активизации дизъюнктивных деформаций послесеноманского возраста.

МЕТОДИКА

Разработанный метод предназначен для более полного и точного описания и классификации зон разломов и зон трещиноватости в условиях развития разных стадий разрушения пород на границах блоков по данным о морфологии отражающих горизонтов и структурных поверхностей. Собственно картирование зон производится по результатам дешифрирования специализированных временных разрезов, в которых при обработке максимально сохранена дифракционная компонента волнового поля. При этом привязка зон в условиях Западной Сибири осуществляется на уровне отражающего горизонта Б (кровля баженовской свиты). Рассчитываемый параметр определяет степень неоднородности поля дивергенции градиентов поверхностей отражающих горизонтов, и его плотное соответствие закартированной по временным разрезам трещинно-блоковой структуре является дополнительным подтверждением правильности полученных решений.

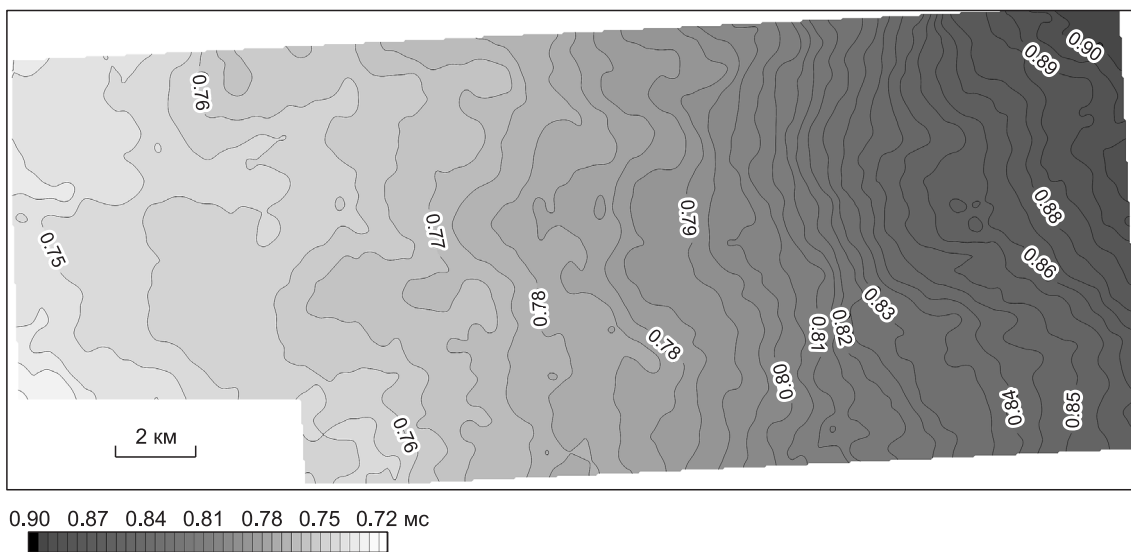


Рис. 1. Карта изохрон отражающего горизонта Г.

Платформенные складки по механизму своего формирования являются складками поперечного изгиба, поэтому дивергенция градиентов их структурных поверхностей описывает сравнительную величину деформаций этого типа. Необходимым условием его корректного применения является использование для расчета структурных поверхностей, сформированных в условиях компенсированного осадконакопления. Этому требованию в условиях Западной Сибири соответствует отражающий горизонт Г, приуроченный к кровле сеноманских отложений. Таким образом, рассчитывая и анализируя поведение поля дивергенции градиентов отражающих горизонтов, мы на сравнительном уровне анализируем структуру полей тектонических деформаций платформенных складок. В связи с этим рассчитываемый параметр определен нами как неоднородность структуры поля деформаций. Параметр рассчитывается в скользящем окне и по схеме вычисления является нормированной пространственной производной третьего порядка, чувствительной к тонким особенностям поля T_0 и служит для прямого выявления межблоковых деформаций на разных стадиях разрушения. Поскольку он рассчитывается на локальной базе, возможное влияние скоростных изменений в надсеноманской толще несущественно. При интерпретации рассчитанных карт параметра необходимо учитывать, что в верхней части разреза на уровне отра-

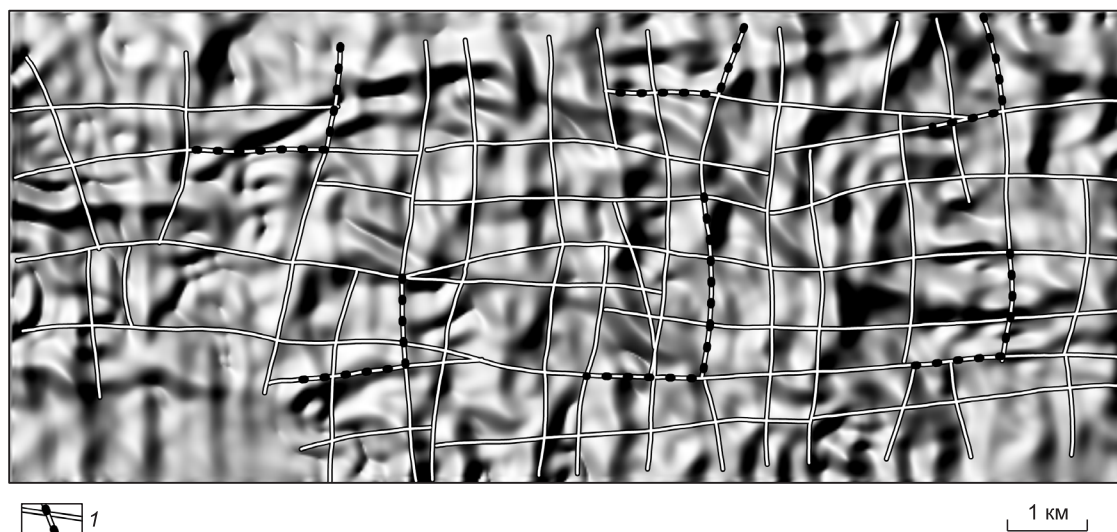


Рис. 2. Карта градиентов отражающего горизонта Г.

1 — разрывные нарушения.

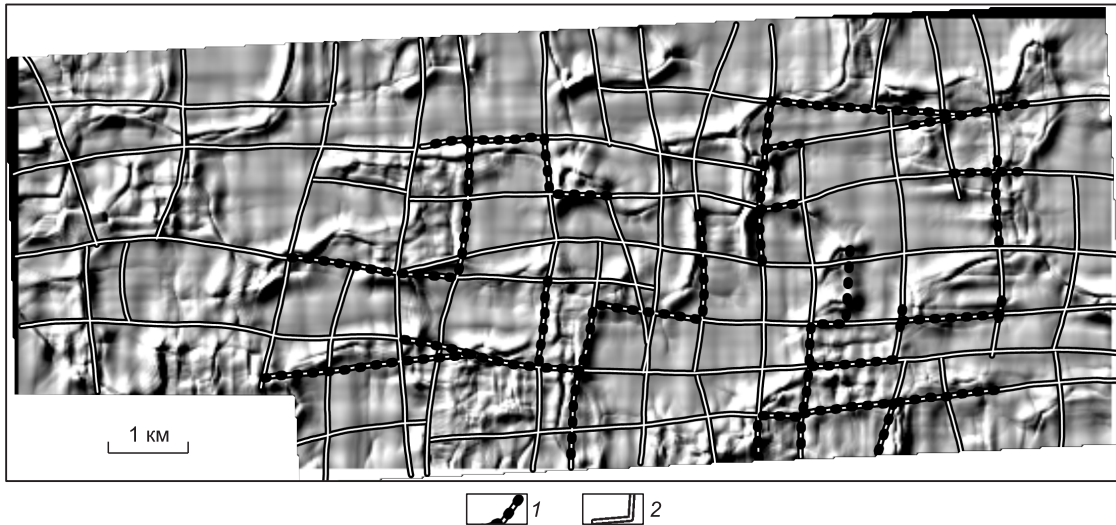


Рис. 3. Карта неоднородности структуры поля деформаций по отражающему горизонту Г.

1 — активизированные участки разрывов, 2 — прочие разрывы.

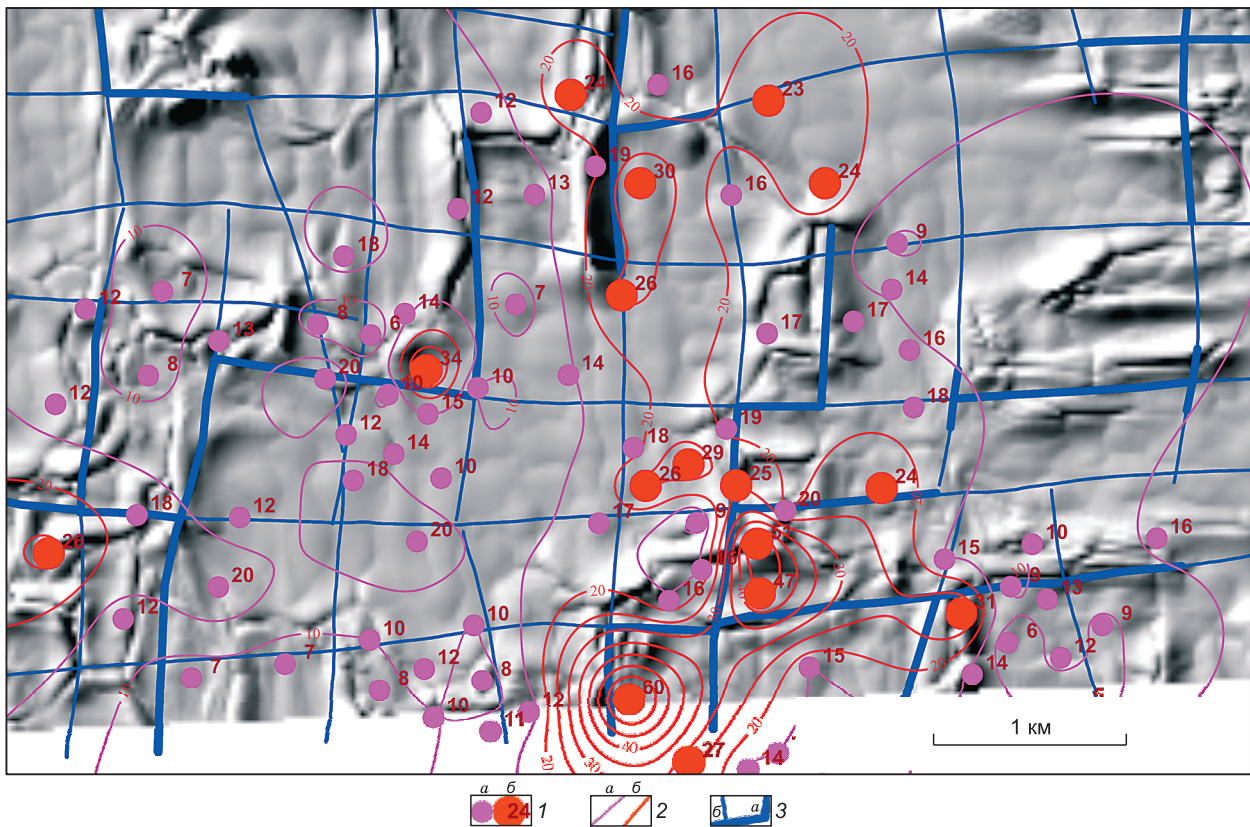


Рис. 4. Карта соотношения неоднородности структуры поля деформаций по отражающему горизонту Г и дебитов эксплуатационных скважин.

1 — эксплуатационные скважины, цифры — максимальный суточный дебит (т), *a* — от 5 до 20 т/сут, *b* — от 20 до 60 т/сут; 2 — изолинии максимальных суточных дебитов, *a* — до 20 т/сут, *b* — свыше 20 т/сут; 3 — участки разрывов: *a* — активизированные, *b* — прочие.

жающего горизонта Г зоны разрушения часто имеют развитую клиновидную структуру, осложняющую морфологию рассчитанных карт.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В качестве примера сравнительной эффективности расчета неоднородности структуры поля деформаций в условиях Западной Сибири по данным сейсморазведки 3D приведена исходная поверхность (рис. 1) — карта изохрон горизонта Г (кровля сеноманских отложений), карта градиентов горизонта Г (рис. 2), карта неоднородности структуры послесеноманского поля деформаций на одном из месторождений в восточной части Нижневартовского свода (рис. 3). На рис. 2 и 3 вынесено положение разрывных нарушений, закартированных по временным разрезам на уровне горизонта Б (баженовская свита 1.5 км глубже горизонта Г), в связи с чем зоны аномальных значений параметра в ряде случаев смещены относительно разрывных нарушений на 200—300 м. Разрывные нарушения субвертикальны и сопоставление их с параметрами поверхности горизонта Г производилось в целях выявления флюидопроводящих, незалеченных нарушений с послесеноманской активизацией деформаций.

Карта градиентов поверхности практически не согласуется с закартированной блоковой структурой и по ней невозможно определить разрывные нарушения с послесеноманской активизацией (см. рис. 2). Карты неоднородности структуры поля деформаций показывают достаточно выраженную приуроченность максимальных значений параметра к ряду элементов разломной сети с послесеноманской активизацией (см. рис. 3).

Разработка данной залежи нефти пласта Ю₁ (песчаники верхнеюрских отложений) происходит в условиях, когда в процессе эксплуатации скважины по дебитности различаются на порядок. При этом максимальные дебиты, как правило, отмечаются вблизи разрывных нарушений с послесеноманской активизацией (рис. 4) (которым соответствуют максимальные значения параметра неоднородности структуры поля деформаций послесеноманского времени). Таким образом, по данным эксплуатации месторождений подтверждается повышенная проницаемость коллектора в зонах открытой, незалеченной трещиноватости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанный подход к оценке состояния зон трещиноватости использовался для выделения продуктивных зон на наиболее сложных в Западной Сибири объектах — трещинно-кавернозных коллекторах баженовско-абалакского и доюрского комплексов [Глухманчук и др., 2007, 2009]. Проверка бурением полученных прогнозных решений привела к получению устойчивых фонтанных притоков из этих комплексов на Ханты-Мансийском, Лебяжьем, Средненазымском и Галяновском месторождениях. Результаты бурения и освоения рекомендованных скважин подтвердили приуроченность открытой, незалеченной трещиноватости к зонам с рассчитанной послесеноманской активизацией.

ЛИТЕРАТУРА

Герасименко Ю.В., Быстряков А.М., Була В.С., Бубнов В.А. Результаты применения индикаторных исследований с целью определения эффективности внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Нефтеюганского района // Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Ч. II, Тюмень, 2000, с. 45—52.

Глухманчук Е.Д., Бортников П.Б., Майногашев С.В., Шамаков Ф.Д. Результаты комплексирования структурно-деформационного анализа и микросейсмического мониторинга в решении задачи картирования каналов фильтрации углеводородов // Материалы X научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». Ханты-Мансийск, 2007, с. 254—257.

Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В., Скоробогатов В.Б. Анализ результатов пробной эксплуатации залежей в баженовско-абалакском комплексе на Средненазымском и Галяновском месторождениях с позиций их блокового строения // Материалы XII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». Ханты-Мансийск, 2009, с. 121—125.

Девликамов В.В., Хабибулин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М., Недра, 1975, 165 с.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.

Микуленко К.И., Шемин Г.Г. Связь трещиноватости пород с пликативными и дизъюнктивными структурами (на примере осадочного чехла Западно-Сибирской плиты) // Тектоника нефтегазоносных областей Сибири. Новосибирск, 1975, с. 58—64.

Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения, Т. 1. М., ВНИИОЭНГ, 1995, 490 с.

Сахибгараев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л., Недра, 1989, 260 с.

Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. М., Недра, 1974, 224 с.

Тазиев М.З. Эффективность системы внутриконтурного заводнения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1997, № 9, с. 30—32.

Тян Н.С., Шабловский В.Н., Манапов Т.Ф., Урманов Р.З., Васильева Т.Н. Результаты совершенствования системы разработки горизонта БС₁₀ Мамонтовского месторождения // Нефтепромысловое дело, 1999, № 5, с. 22—28.

Шерман С.И. Физические закономерности развития разломов земной коры. Новосибирск, Наука, 1977, 110 с.

Шерман С.И., Борняков С.А., Буддо В.Ю. Области динамического влияния разломов. Новосибирск, Наука, 1983, 111 с.

*Рекомендована к печати 21 июня 2012 г.
М.И. Эповым*

*Поступила в редакцию 5 июля 2010 г.,
после доработки — 8 июля 2011 г.*