

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Идея о современном восполнении залежей углеводородов (УВ) последние десятилетия буквально «носится в воздухе». С точки зрения неорганического происхождения нефти это представляется совершенно очевидным. В последние годы появились взгляды о возможной быстрой современной генерации нефти из рассеянного органического вещества [1]. Кроме того, есть сведения о молодом возрасте существующих в настоящее время залежей нефти [5, 9, 10] и их связи с новейшими движениями земной коры.

Использование геоинформационных технологий для изучения истории развития неотектонических процессов в пределах платформенных областей позволяет расширить существующие представления о роли тектонических факторов в процессах формирования и переформирования залежей нефти и о связи движений земной коры с другими геолого-геофизическими факторами.

Как правило, в работах по выявлению структурного плана того или иного района в связи с перспективами его нефтегазоносности отсутствуют данные о новейших движениях земной коры. В исследованиях, посвященных миграции нефти и газа, также не рассматриваются новейшие движения как одна из причин, вызывающих горизонтальное и вертикальное перемещение подземных вод и флюидов нефти и газа. В работах по методике поисков и разведке месторождений нефти и газа обычно нет указаний на необходимость учета неотектоники. Тем не менее исследователи [2, 4, 8] не раз указывали на необходимость обращать серьезное внимание на роль новейших движений и структур в миграции и промышленном скоплении подземных вод, нефти и газа. В результате неотектонических движений меняются структурные и динамические условия, в которых находятся залежи нефти и газа; нефть и газ могут мигрировать и накапливаться в новых, более благоприятных условиях. Современные исследования по данному вопросу также единичны [6, 7]. Результаты анализа имеющихся литературных источников сводятся к следующему: 1) выявлена тесная генетическая связь разломов, сопровождающих тектонические движения, с месторождениями углеводородов; 2) места образования залежей коррелируют с местами акти-

визации тектонических процессов и смещаются в пространстве согласно смещению тектонических процессов [6, 12]; 3) неоднократно возобновляющиеся тектонические движения способствуют вертикальной миграции глубинных флюидов и их проникновению в горизонты осадочного чехла [11, 13, 14]. Таким образом, можно предполагать влияние новейшей и современной тектоники на размещение залежей УВ в осадочном чехле нефтегазоносных регионов.

С целью анализа данного предположения проведен комплексный анализ карт современной нефтеносности осадочного чехла, карт новейшей тектоники и интегральной трещиноватости осадочного чехла на территорию Поволжского региона.

Главное внимание в работе уделено разработке методики получения высокоинформативных прогнозных карт, а также комплексному анализу морфометрических параметров.

Основными методами изучения новейших движений земной коры являются геоморфологические методы. Они базируются на том, что движения земной коры, взаимодействуя с экзогенными процессами и преодолевая их выравнивающую деятельность, находят, в конечном счете, отражение в современном рельефе и характере речной сети.

Для платформенных областей универсален морфометрический метод [15], опирающийся на положение о том, что абсолютное большинство новейших тектонических движений носит унаследованный характер, т. е. положительные структуры в новейшее время склонны к восходящим тектоническим поднятиям, отрицательные структуры – к нисходящим. Направление тектонических движений, их амплитуда и скорости отражаются в особенностях современного рельефа. Для характеристики этих особенностей на основе анализа и реконструкций топографических карт регионального масштаба (1:100 000 – 1:500 000) строятся серии морфометрических карт: карты порядков долин, карты базисных поверхностей, карты разностей базисных поверхностей, карты глубины эрозионного вреза (карты сноса) и др. Комплексный анализ этих карт не только позволяет выявить неотектонические структуры, но и дает возможность их оконтуривания.

В основе расчета карт базисных поверхностей и их разностей для территории исследования лежит цифровая модель рельефа и геометрическая модель речной сети масштаба 1:200 000 (рис.1), полученные в результате обработки 105 планшетов бумажных топографических карт.

Базисной поверхностью называют поверхность, объединяющую местные базисы эрозии. Для построения карты базисной поверхности определенного порядка вычисляют местные базисы эрозии для водотоков (постоянных и временных) того же порядка и выше [15]. Однопорядковые долины

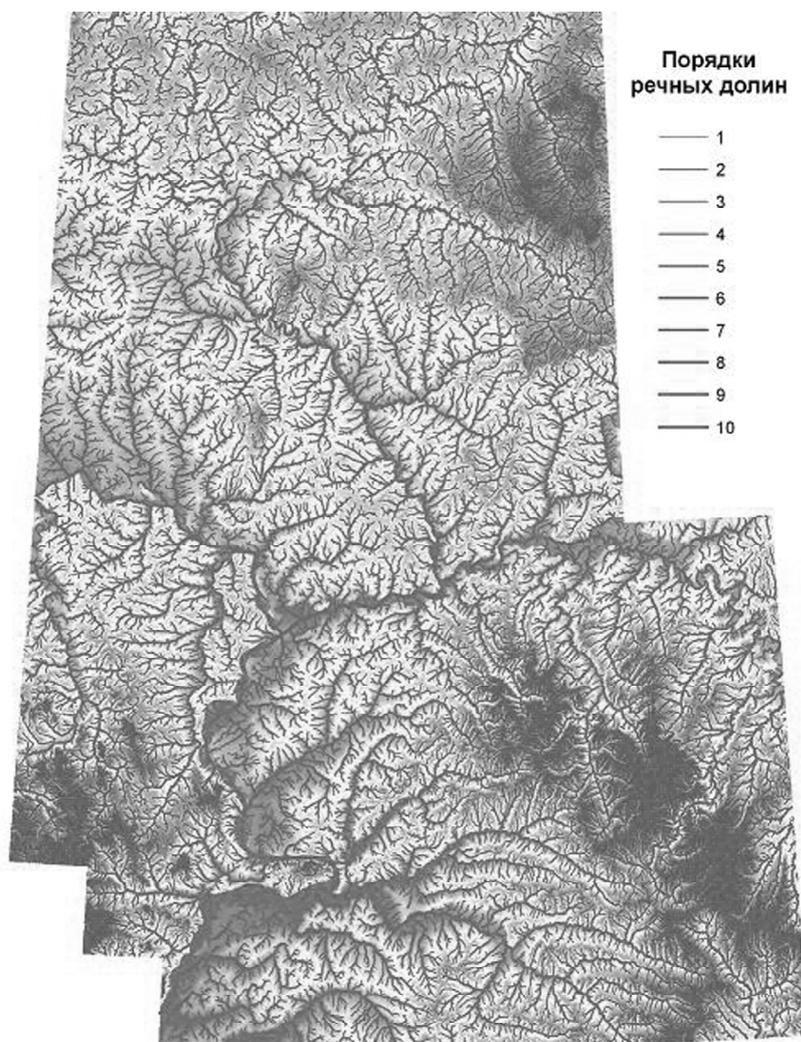


Рис. 1. Цифровая модель рельефа и геометрическая сеть речных долин

(реки) при одинаковых физико-географических и геологических условиях обычно имеют близкие значения длины, площади бассейнов, расходов и скоростей потока, вследствие чего они примерно с одинаковой эрозионной силой воздействуют на рельеф и одинаково реагируют на тектонические структуры соответствующего порядка. Долины (реки) разных порядков реагируют на структуры примерно одного и того же размера и тектонической активности неодинаково. Базисная поверхность 1-го порядка объединяет местные базисы эрозии долин всех порядков, базисная поверхность 2-го порядка – местные базисы эрозии долин 2-го, 3-го и всех более высоких порядков, базисная поверхность 3-го порядка объединяет местные базисы эрозии долин 3-го и всех более высоких порядков и т. д. Карта порядков речных долин показана на рис. 1.

Благодаря возможностям современных геоинформационных систем методика построения и анализа морфометрических карт существенно упрощается и позволяет перейти от представления поверхностей в виде изолиний к более наглядному виду – как непрерывные грид-темы или 3D изоб-

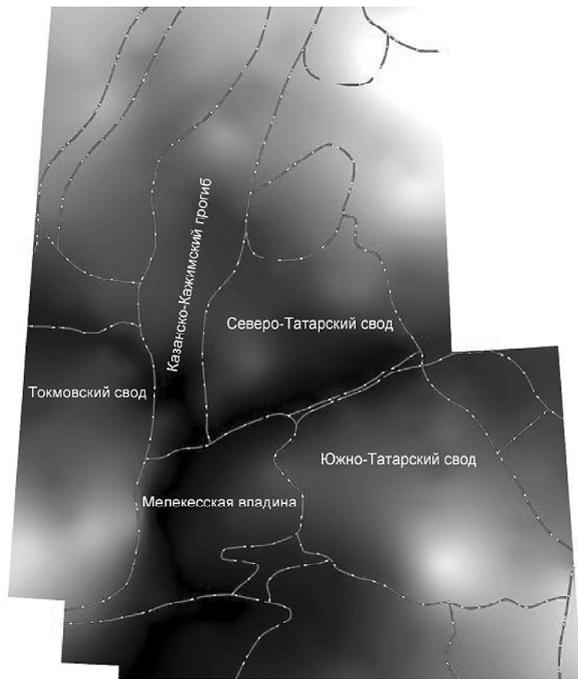


Рис. 2. Сопоставление базисной поверхности 7-го порядка с известными тектоническими элементами

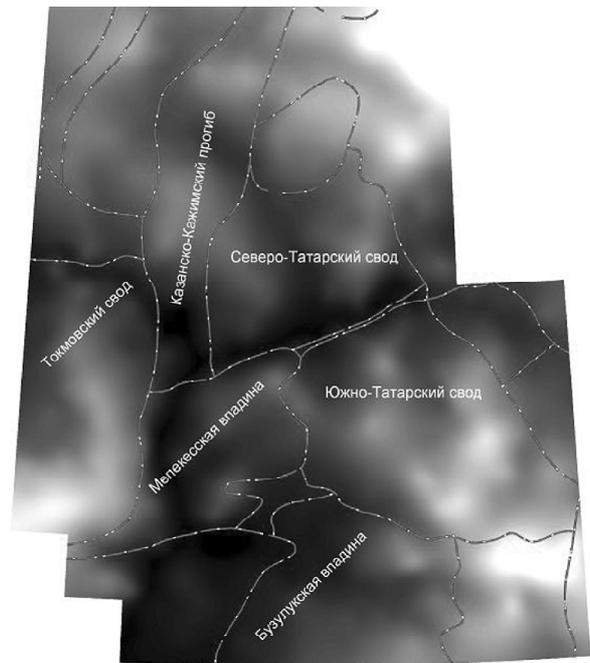


Рис. 3. Сопоставление базисной поверхности 6-го порядка с известными тектоническими элементами

ражения. В данной работе морфометрический анализ неотектонических движений проводился с использованием программного обеспечения (ПО) ArcGIS 9 (ERSI). ПО ArcGIS имеет более 20 функций, предназначенных для гидрогеологического моделирования и построения корректных топографических поверхностей, учитывающих все морфометрические особенности изучаемой территории. Поскольку эти функции работают с растровым типом данных, методика получения карт и их интерпретация существенно отличается от традиционной [16].

Карты базисных поверхностей относятся к статическим картам. По этим картам выявляются статические связи, существующие между морфометрическими поверхностями и тектоническими структурами без учета их развития. Базисные поверхности низших порядков лишь незначительно отличаются от топографической поверхности. Поверхности более высоких порядков уже заметно отличаются от последней (рис. 2, 3), выявляя наиболее крупные неотектонические структуры.

Для количественной оценки амплитуд вертикальных движений, а также выявления локальных активных структур более полезны карты разностей базисных поверхностей. Разность базисных поверхностей определяется как алгебраическая разность базисных поверхностей различных порядков. Для анализа неотектонической активности обычно используются разности базисных поверхностей смежных порядков. Разности между базисными поверхностями показывают алгебраическую сумму вертикальных

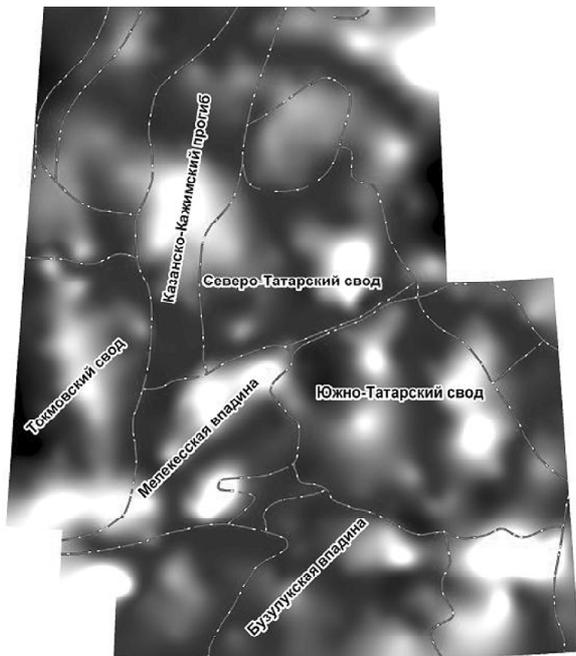


Рис. 4. Наложение тектонических элементов I порядка на разность базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков

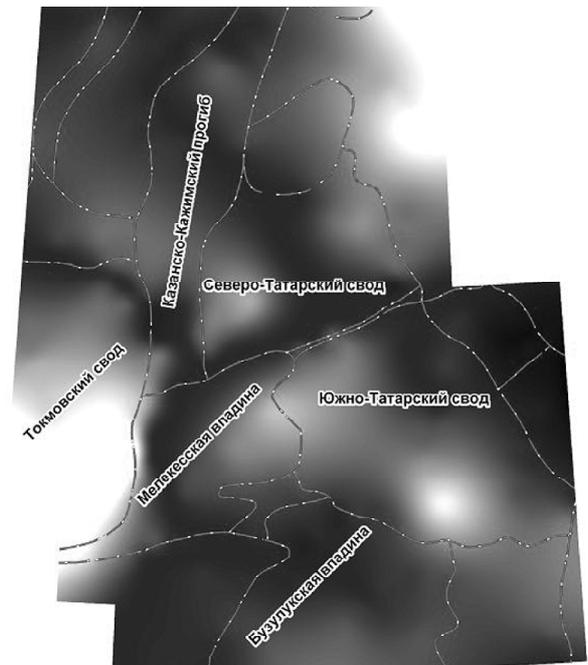


Рис. 5. Наложение тектонических элементов I порядка на разность базисных поверхностей 7-го и 8-го порядков

движений за определенные промежутки времени: 1-го и 2-го, 2-го и 3-го порядков – интервалы времени между самыми поздними этапами неотектонической активности; 3-го и 4-го, а также 4-го и 5-го и более высоких порядков – интервалы времени между более ранними этапами неотектонической активности. Поднимающиеся участки (светлые оттенки серого цвета) на разностных морфометрических картах (рис. 4, 5) локализуются на фоне относительно спокойных или погружающихся площадей (темные оттенки серого цвета).

Структуры, проявляющиеся на морфометрических поверхностях, имеют четкие контуры, их легко соотнести с основным тектоническим структурам Волго-Уральской антеклизы (см. рис. 2–5): Южно-Татарским, Северо-Татарским, Токмовским сводами, а также крупными прогибами – Мелекесской впадиной и Казанско-Кажимским прогибом [3]. Таким образом, крупные неотектонические структуры по форме совпадают с тектоническими элементами I порядка, определяющими строение кристаллического фундамента и осадочного чехла. Этот факт свидетельствует о неотектонической природе образования тектонических структур I порядка.

Еще одна разновидность морфометрических поверхностей – вершинная поверхность. Вершинная поверхность высшего порядка показывает, как бы выглядел рельеф, если бы имели место одни восходящие вертикальные движения земной коры при отсутствии эрозии и денудации. Она представляет собой верхний предел высот рельефа, совпадая с наиболее древней поверхностью выравнивания или с ее останцами. Вычитание современной

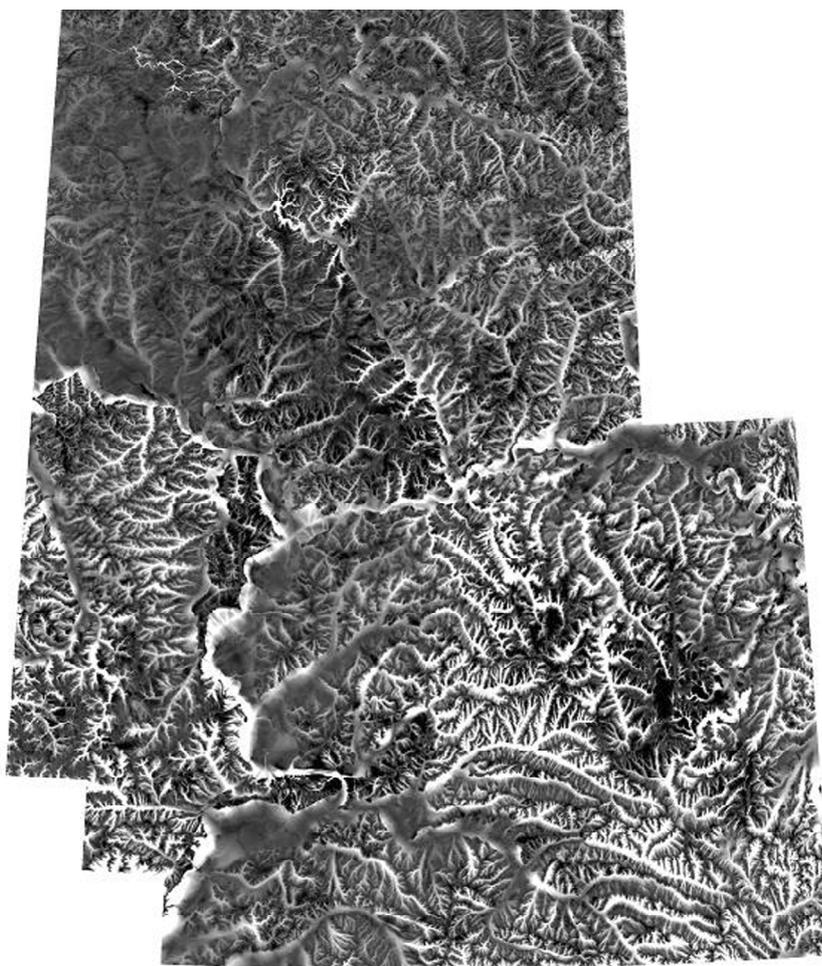


Рис. 6. Локальный размыв

поверхности рельефа из вершинных поверхностей высокого порядка дает представление о степени и распространенности эрозионных процессов на исследуемой территории. Интенсивность процессов эрозии прямо пропорциональна разности геопотенциалов [15]. Чем больше эта разность, тем интенсивнее идут процессы эрозии и денудации, тем энергичнее расчленятся поверхность рельефа. Максимальная разность геопотенциалов наблюдается на границах между поднимающимися и опускающимися блоками земной коры. Таким образом, максимальные значения локального размыва (рис. 6) (наиболее светлые участки поверхностей) пространственно соответствуют активным тектоническим разломам, вдоль которых поднимаются и опускаются смежные блоки земной коры. На исследуемой территории положение максимумов эрозии совпадает с глобальными разломными зонами, пересекающими территорию региона с запада на восток и северо-запада на юго-восток (рис. 6). Активная эрозия также наблюдается по склонам Южно-Татарского свода, что также является косвенным признаком тектонической активности данного района.

Опыт нескольких десятков лет исследований показывает, что месторождения нефти и газа приурочены к локальным антиклинальным склад-

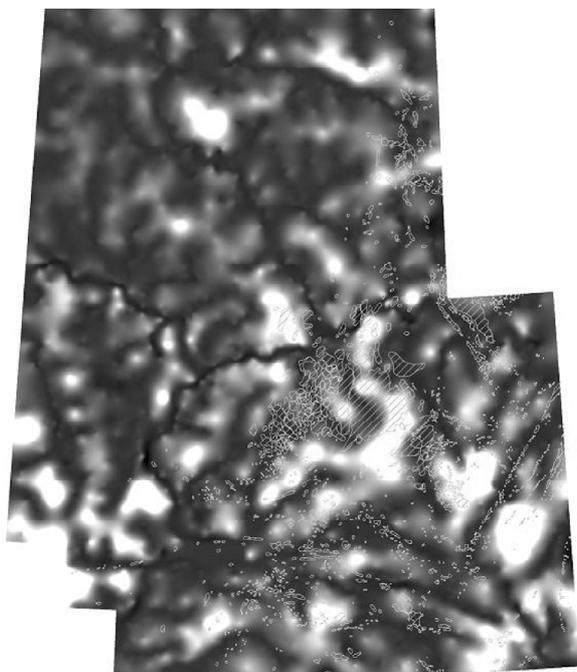


Рис. 7. Наложение карты разности базисных поверхностей 5-го и 6-го порядков и карты месторождений нефти

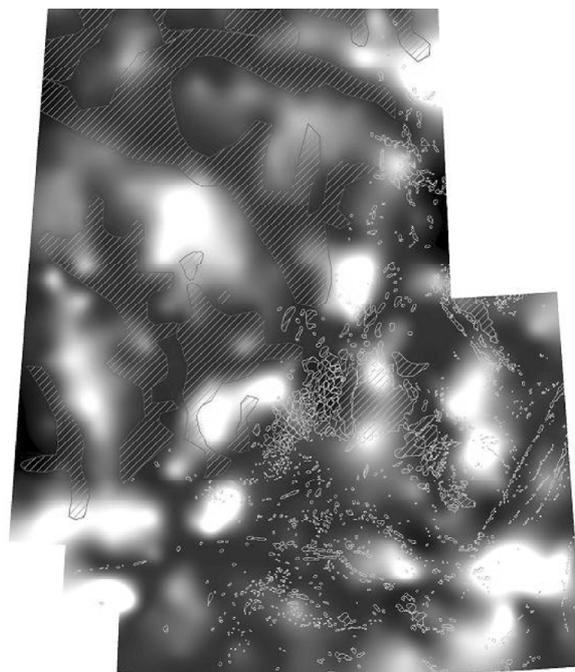


Рис. 8. Наложение карты разности базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков и карты месторождений нефти

кам, расположенным или в пределах новейших тектонических региональных впадин, или на их периферии [2, 4, 8].

При выполнении морфометрического анализа на территорию Поволжского региона [10] была выявлена интересная зависимость. Разность базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков (а также базисная поверхность 6-го порядка) и местоположения разведанных месторождений нефти имеют высокую пространственную корреляцию: площади разведанных месторождений в большинстве случаев расположены в областях понижения или на склонах впадин. Следуя этому принципу, для территории исследования можно очертить вероятные области обнаружения нефтяных залежей (рис. 7, 8).

Главный фактор разрушения залежей – высокая макроскопическая проницаемость осадочного чехла, обусловленная наличием множества трещин и проницаемых зон, большинство из которых «живет» в настоящее время. Этот аспект проблемы ранее вообще не рассматривался исследователями. Он возник из предположения о молодости залежей нефти и того факта, что залежи нефти в осадочном чехле диссипируют довольно быстро [10,11,14].

Макроскопическая проницаемость, или макротрещиноватость, осадочного чехла может быть охарактеризована через плотность линеаментов. Основой для расчета карт линеаментов и карты плотности линеаментов была цифровая модель рельефа (ЦМР) исследуемой территории. Выбор ЦМР для расчета линеаментов обусловлен тем, что ЦМР, в отличие от космоснимка, не требует предварительной трудоемкой процедуры удаления с изоб-

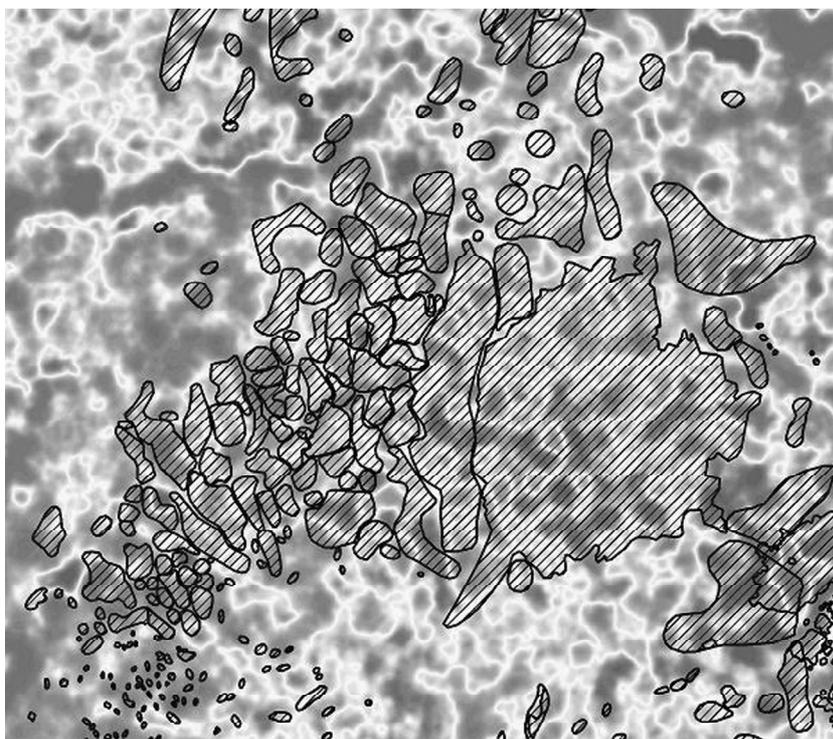


Рис. 9. Осредненный показатель макротрещиноватости осадочного чехла и расположение месторождений нефти (юго-восток Республики Татарстан)

ражения техногенных объектов и растительности. Расчет линеаментов и их последующая обработка проводились в программных пакетах LESSA (автор А.А. Златопольский) и ArcGIS 9 (ESRI).

Важность этого фактора при прогнозе зон нефтегазонакопления демонстрируется на рис. 9, из которого видно, что в областях высокой макроскопической проницаемости осадочного чехла залежи отсутствуют (вероятно, что они уже разрушены). Интересно, что область Ромашкинского месторождения отмечается максимальной макроскопической проницаемостью по сравнению с окружающими территориями. Это еще раз свидетельствует о том, что данное молодое скопление нефти интенсивно разрушается в настоящее время. На разрушение указывают и многочисленные проявления вертикальной миграции УВ в верхней части разреза (многочисленные признаки вторичного изменения пород).

Кроме того, над Ромашкинским месторождением отсутствуют значительные залежи битумов, как, например, на западном борту (Южно-Татарского свода), где залежи несколько древнее, чем Ромашкинское месторождение. В центральной части свода только в настоящее время формируются битумные залежи в пермских отложениях.

При сопоставлении карт морфометрических поверхностей с картами современной нефтеносности и плотностью линеаментов обнаружили корреляции, заслуживающие внимания. Большинство областей интенсивного поднятия отмечается повышенной плотностью линеаментов, а залежи не-

фти располагаются, как правило, в областях с пониженной плотностью ли-неаментов. Таким образом, размещение современных залежей нефти определяется, по крайней мере, двумя факторами – новейшими вертикальными движениями и макроскопической проницаемостью осадочного чехла .

1. Nourgaliev D.K., Muslimov R.Kh., Sidorova N.N., Plotnikova I.N. Variation of *i*-butane/*n*-butane ratio in oils of the Romashkino oil field for the period of 1982–2000: Probable influence of the global seismicity on the fluid migration // *Geochem. Exploration.* – 2006. – **89**. – P. 293–296.
2. Вахрушев Г.В. Роль неотектоники в жизни наземных и подземных вод Башкирии // *Материалы по геоморфологии и новейшей тектонике Урала и Поволжья.* Сб. 1. – Уфа, 1962.
3. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1998. – 140 с.
4. Голодовкин В.Д. Тектоническое строение Ставропольской депрессии по данным морфометрического анализа // *Геология, геохимия, геофизика.* – Куйбышев, 1964. – (Тр. Куйбышев. НИИ Нефт. пром-ти. – Вып. 27).
5. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Нурғалиев Д.К., Журавлев Д.З. Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского нефтяного месторождения и его сателлитов // *Отечеств. Геология.* – 2005. – № 3. – С. 3–11.
6. Климов С.В. Роль геодинамических и флюидодинамических процессов в формировании и пространственно-временном размещении многопластовых месторождений Северного Приобья Западной Сибири / Рябухин А.Г., Макарова Н.В., Макаров В.И. Космические методы в геологии. – М.: Изд-во МГУ, 1988. – 146 с.
7. Кутырев Е.Ф. Концепция эволюционного формирования и переформирования залежей углеводородов и содержащих их ловушек // *Тез. докл. Второй междунар. конф. «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов».* – М., 2004. – Т. 1. – С. 72–77.
8. Музыченко Н.М. Современная тектоника каменноугольных отложений Волгоградско-Саратовского Поволжья в связи с оценкой перспектив их нефтеносности // *Материалы по тектонике Нижнего Поволжья.* – Л.: Гостоптехиздат, 1962.
9. Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нурғалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // *Геология нефти и газа. Спецвып. Материалы межрегион. совещ. «Роль новых геологических идей в развитии старых нефтедобывающих регионов в первой четверти XXI столетия».* – 2004. – С. 43–49.
10. Нурғалиев Д.К., Нурғалиева Н.Г. Возраст и динамика формирования залежей нефти // *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа.* – М.: Изд-во МГУ, 1999. – С. 179–181.
11. Нурғалиев Д.К., Утемов Э.В., Хасанов Д.И., Чернова И.Ю. Особенности строения земной коры под крупными скоплениями нефти Татарстана и Удмуртии // *Там же.* – М.: Изд-во МГУ, 2004. – С. 365–366.
12. Нурғалиев Д.К., Чернова И.Ю., Бильданов Р.Р., Хасанов Д.И., Утемов Э.В. Неотектонические факторы размещения залежей нефти в Волго-Вятском регионе // *Там же.* – М.: Изд-во МГУ, 2004. – С. 367–368.
13. Нурғалиев Д.К., Чернова И.Ю., Утемов Э.В. Научные основы современной технологии прогнозирования нефтегазоносности территорий // *Газ, нефть. Бизнес Татарстана.* – 2006. – №1. – С. 22–30.

14. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. – М.: Геос., 1999. – 76 с.
15. Философов В.П. Основы морфометрического метода поисков тектонических структур. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1975. – С. 232.
16. Чернова И.Ю., Хасанов Д.И., Жарков И.Я., Бильданов Р.Р., Каширина Т.С. Обнаружение и исследование зон новейших движений земной коры инструментами ГИС//ArcReview. Современные геоинформационные системы. – М.: ООО ДАТА+, 2005. – № 1 (32). – С. 6–7.