

УДК 553.98.2:550.812.1.001(470.3)

## НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ СОВРЕМЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ

*Д.К. Нургалиев, И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов, Д.И. Хасанов,  
А.Н. Даутов, Н.Г. Нургалиева*

### Аннотация

В статье рассмотрены некоторые теоретические аспекты разработки современной технологии прогнозирования нефтегазоносности территорий, основанной на новых представлениях о времени формирования и разрушения залежей углеводородов в осадочном чехле. В частности, показано, что залежи нефти в палеозойских отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции являются молодыми и в настоящее время идет их интенсивное разрушение. Эти представления позволяют разработать новую технологию прогнозирования нефтегазоносности осадочных бассейнов. Большая роль в формировании и разрушении залежей отводится неотектоническим движениям земной коры. Использование современных геоинформационных технологий и комплекса геофизических данных позволяет создать эффективную технологию прогнозирования, что продемонстрировано конкретными примерами.

**Ключевые слова:** прогнозирование нефтегазоносности, формирование и разрушение залежей нефти, зоны нефтегазообразования, возраст залежей, миграция углеводородов, неотектоника, макроскопическая проницаемость осадочного чехла.

---

### Введение

Поиски залежей нефти и газа являются одной из главных задач геофизических исследований в осадочных бассейнах. Эффективность применения геофизических методов для решения данной задачи существенно повысится, если наряду с решением узких задач (поиски структур, ловушек другого типа, выделение разрывных нарушений в разрезе) исследователи будут решать более общие фундаментальные проблемы формирования и развития осадочных бассейнов с позиций современных представлений о формировании и разрушении залежей нефти в осадочных бассейнах. Кроме того, очень важно использовать весь комплекс имеющихся геологических материалов, как конкретно относящихся к текущему объекту исследования, так и более общие идеи, на основе которых возможна более глубокая формализация (интерпретация) геофизических данных.

Эта проблема чрезвычайно актуальна сегодня, когда остро стоит вопрос о приросте запасов углеводородного сырья в Республике Татарстан (РТ). Открытие новых залежей на старых нефтедобывающих (восток РТ) и новых (запад РТ) территориях позволит эффективно использовать уже имеющуюся инфраструктуру и трудовые ресурсы, уменьшить затраты на освоение месторождений.

В настоящей работе мы кратко рассмотрим один из аспектов системного подхода к интерпретации геолого-геофизических данных. Суть этого подхода

заключается в обобщении имеющихся геологических данных для **прогнозирования нефтегазоносности** и использования этой информации для наиболее полного анализа и геологического истолкования геофизических образов (магнитных, гравитационных, сейсмических, ядерно-физических и т. д.).

Осадочные бассейны являются нефтегазоносными, если в них уже обнаружены промышленные залежи нефти и газа. Бассейны, в которых залежи пока не обнаружены можно отнести к перспективным. Вероятно, что нефть есть практически во всех осадочных бассейнах, все дело в ее количестве. Прогнозирование вероятных зон скопления нефти в нефтеперспективных бассейнах – геолого-геохимическая задача, и геофизические данные здесь могут быть использованы на этапе регионального прогноза для оценки региональной структуры осадочного чехла (наличие крупных выступов и впадин кристаллического фундамента, оценка геотермических условий и т. д.). В настоящей статье рассмотрено прогнозирование зон нефтегазонакопления в нефтегазоносных бассейнах.

Таким образом, мы полагаем, что источники нефти – зоны нефтеобразования априорно – присутствуют в нефтегазоносных бассейнах. Наличие таких зон свидетельствует как о наличии необходимой массы органического вещества (ОВ), термобарических и каталитических условий, необходимых для формирования сложных углеводородов (УВ), составляющих нефть, так и условий для **накопления и сохранения** залежей нефти. Таким образом, задача прогнозирования зон вероятного нефтегазонакопления распадается на целый ряд мелких проблем, которые и составляют суть всей проблемы как целого. Эти задачи заключаются в прогнозировании:

- 1) участков наиболее интенсивного нефтеобразования;
- 2) причин, путей и направления миграции УВ в залежи;
- 3) потенциальных ловушек;
- 4) участков в осадочном чехле, в которых залежи могли сохраниться.

Прежде чем перейти к рассмотрению в тезисном виде технологий прогнозирования нефтегазоносности территорий, необходимо рассмотреть некоторые новые представления о формировании и разрушении залежей нефти, полученные учеными Казанского государственного университета за последние годы. В основе этих представлений лежит идея о молодости залежей нефти и газа, существующих в осадочном чехле в настоящее время. Эта идея не бесспорна, и, несомненно, могут также существовать залежи, имеющие существенно более древний возраст.

### 1. Возраст залежей нефти

Возраст залежей нефти может быть оценен множеством методов, среди которых радиометрический (по расчету равновесного соотношения урана и продуктов его распада), минералогический (по возрасту минералогических изменений в области залежи), событийный (по возрасту события приведшего к формированию данной залежи), палеомагнитный (по возрасту намагниченности, сформированной при химических изменениях минералов железа) методы. Достаточно очевидным является метод оценки времени разрушения залежи по оценке скорости диффузии УВ через покрывку. Последний метод применялся

многими исследователями ([1, 2] и др.). Оценки диссипации залежей (диффузия летучих компонентов УВ из залежи нефти) проводились при следующих параметрах [1, 2]:

- расчет производился на основе уравнения диффузии

$$\frac{dc}{dt} = D \frac{d^2c}{dx^2};$$

- коэффициенты диффузии  $D$  через покрывку для  $C_1$ – $C_7$  имеют значения от  $2.12 \cdot 10^{-6}$  (метан) до  $6.08 \cdot 10^{-9}$   $\text{см}^2/\text{с}$  ( $n$ -декан).

Полученное время потери половины компонентов  $C_1$ – $C_7$  в залежи составило от 4.5 до 70 млн. лет [1, 2]. Это, по-видимому, верхние оценки возраста по следующим причинам. Во-первых, принято, что проницаемость покрывки очень мала. Реальные покрывки имеют существенно большие значения проницаемости. Во-вторых, в цитированных выше работах учитывалась только микроскопическая проницаемость, в то время как макроскопическая проницаемость осадочного чехла (за счет наличия зон трещиноватости осадочного чехла) на порядки выше. В-третьих, сейсмическая активность, приводящая к существенному усилению диффузии, очень высока даже на стабильных участках земной коры. Например, вероятность землетрясений с магнитудой  $M = 8$  составляет порядка  $10^{-5}$ , то есть один раз в  $10^5$  лет такое землетрясение наблюдается на платформах. А землетрясения с магнитудой  $M = 3$  происходят в среднем 1 раз в несколько лет. Можно себе представить какая сейсмическая энергия выделяется за  $10^6$  лет! Несомненно, что макроскопическая трещиноватость и влияние быстрых тектонических (сейсмических) событий приводят к существенному ускорению диссипации залежей нефти [3, 4], что особенно касается крупных залежей, вероятность сохранения которых в осадочном чехле существенно меньше, чем мелких.

Нами был исследован возраст минералогических изменений пород в пределах нескольких залежей нефти и битумов [5]. При миграции УВ в осадочные породы в них происходят минералогические изменения. В некоторых случаях в процессе этих изменений возникают ферримагнитные минералы. Чаще всего это сульфидные минералы, среди которых встречается низкотемпературная ферримагнитная модификация – грейгит. Реже на границе окислительной и восстановительной обстановок (выше залежи) формируется аутигенный магнетит. В породах при этом формируется химическая остаточная намагниченность, запоминающая направление магнитного поля в момент формирования агрегатов данного минерала. Магнитная чистка позволяет выделить указанную компоненту намагниченности в породах и идентифицировать ее с направлением геомагнитного поля той или иной эпохи. Таким образом, для одной залежи (древний ВНК) Бавлинского месторождения и целого ряда битумных залежей в пермских отложениях западного борта Южно-Татарского свода и восточного склона Мелекесской впадины был оценен возраст минералогических изменений. Аналогичные данные были получены для пород кристаллического фундамента в скважине 20009, что свидетельствует о молодости процессов, протекавших (протекающих) и, вероятно, оказавших влияние на формирование УВ, размещенных в современные залежи.

Полученные данные позволяют констатировать следующее:

- 1) последняя миграция нефти в исследованные залежи произошла недавно – не более чем 0.7–2 млн. лет назад;
- 2) возраст битумных залежей в Мелекесской впадине уменьшается с запада на восток;
- 3) последняя миграция восстанавливающих флюидов в породах кристаллического фундамента Южно-Татарского свода происходила не более чем 0.7–0.75 млн. лет назад.

Приведенные выше данные свидетельствуют о существенной молодости современных залежей. Некоторые аргументы молодости Ромашкинского месторождения будут также приведены ниже.

Таким образом, полученные результаты доказывают следующее:

- залежи нефти не могут существовать длительное время в осадочном чехле;
- залежи ЮТС и прилегающих территорий сформировались не ранее  $10^6$  лет назад, и вероятно, продолжают формироваться и разрушаться в настоящее время;
- на формирование и размещение залежей значительное влияние оказали новейшие тектонические движения, которые сформировали современный рельеф земной поверхности.

Представленные выводы имеют принципиальное значение, с одной стороны, для прогнозирования зон нефтегазонакопления в осадочной толще, с другой – они позволяют по-новому взглянуть на процесс интерпретации геофизических материалов. Например, геофизические технологии, регистрирующие вторичные изменения пород под действием УВ (магниторазведка, метод естественного электрического поля, метод вызванной поляризации), а также геохимические методы поисков залежей нефти должны быть пересмотрены как с методической точки зрения (проведение полевых исследований), так и с точки зрения интерпретации получаемых полевых данных.

## **2. Прогнозирование участков наиболее интенсивного нефтеобразования**

Предлагаются следующие принципы выявления подобных зон в пределах осадочных бассейнов:

- подобные зоны располагаются в непосредственной близости от скоплений существующих залежей;
- точное местоположение подобных зон можно реконструировать по предположительным путям миграции нефти в современные залежи (см. ниже);
- наиболее вероятно, что подобные зоны приурочены к впадинам осадочного чехла, а также зонам резкого увеличения мощности осадочного чехла;
- в случае пониженных в целом современных температурных градиентов подобные зоны должны находиться в областях повышенного теплового потока (рис. 1), местоположение которых оценивается по наличию магнитных аномалий на глубинах 40–50 км, обусловленных поднятием изотермы Кюри [6, 7];
- в некоторых случаях зоны интенсивного тепломассопереноса могут отмечаться магнитными аномалиями на глубинах от 15 до 5 км, источники этих аномалий могут возникать при вторичных изменениях пород (рис. 2).

Предложенные критерии не являются абсолютными, они, скорее всего, свидетельствуют об обнаружении зон наиболее интенсивного нефтеобразования [8, 9].

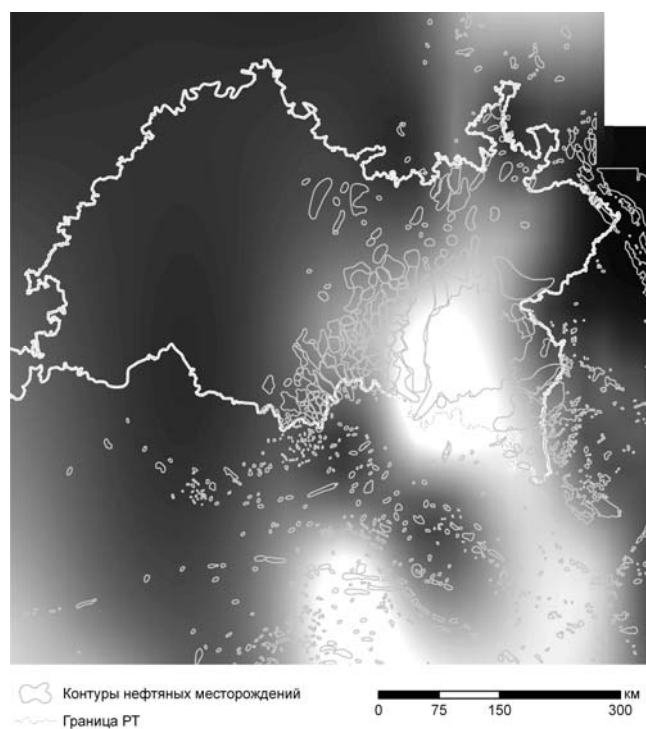


Рис. 1. Распределение теплового потока и современные залежи нефти. Светлыми оттенками показаны зоны повышенного теплового потока

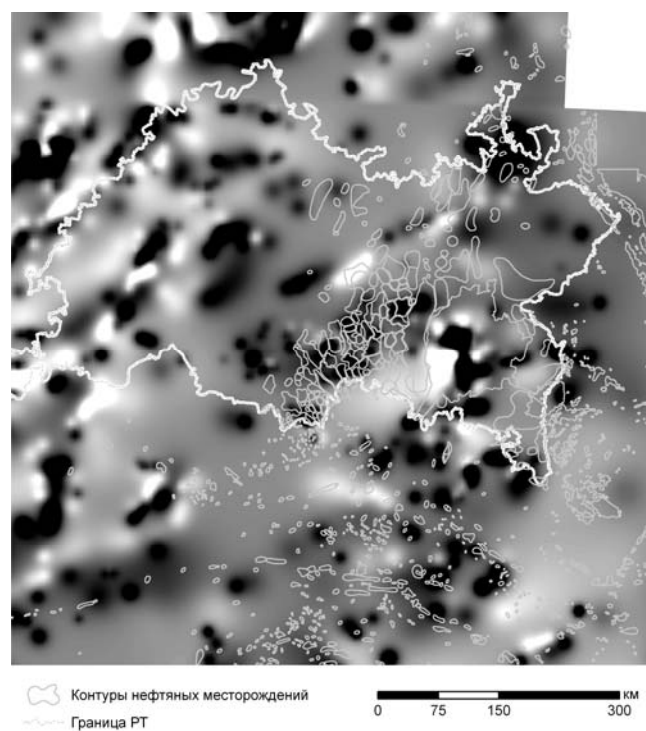


Рис. 2. Плотность источников магнитных аномалий на глубине 8 км (высокая плотность показана темным цветом) и распределение современных залежей нефти

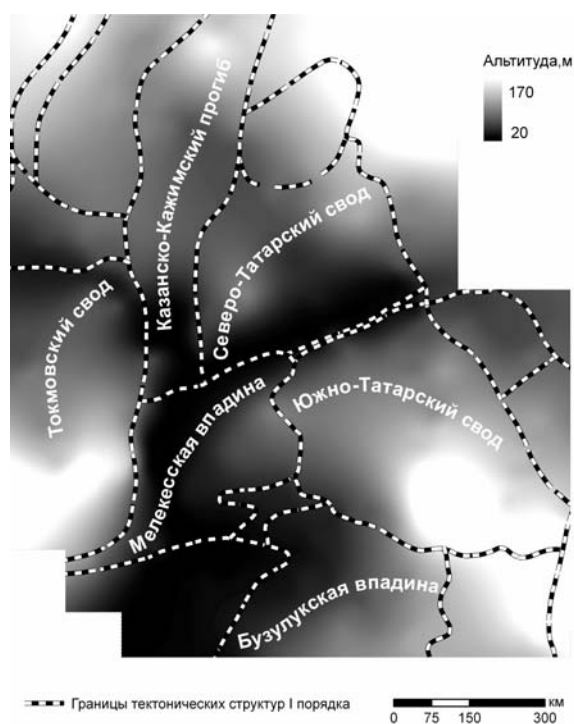


Рис. 3. Сопоставление схемы крупных структурных элементов поверхности кристаллического фундамента и морфологических структур высокого порядка

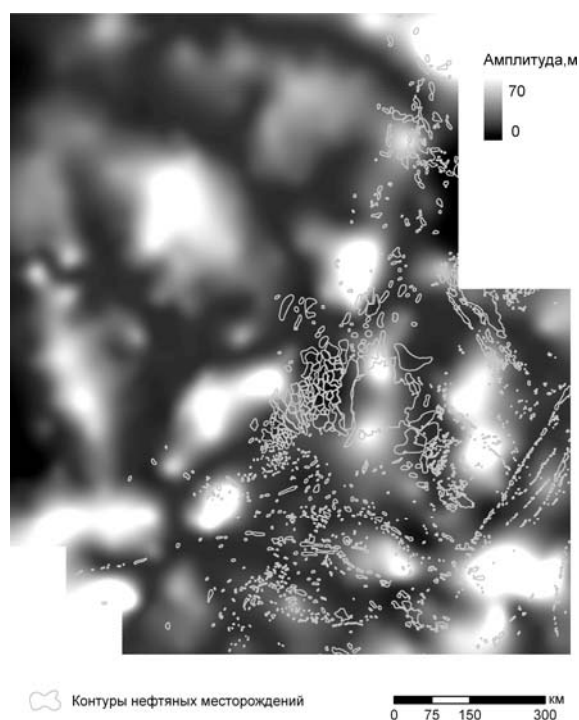


Рис. 4. Сопоставление распределения контуров современных месторождений нефти и относительных амплитуд неотектонических вертикальных движений земной коры

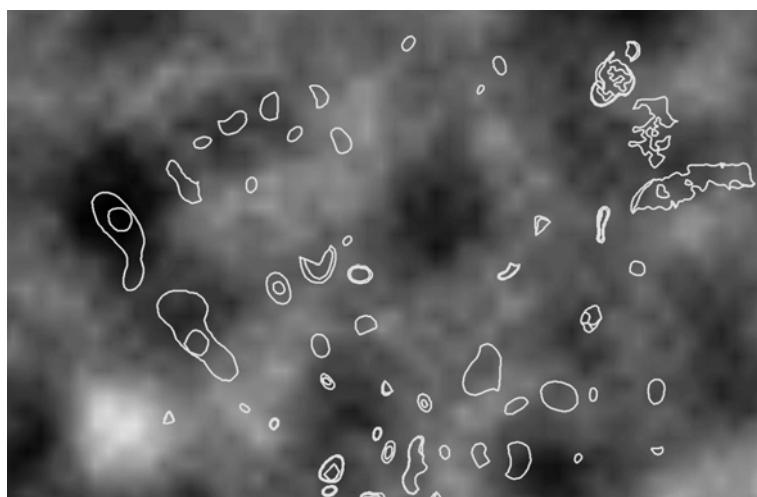


Рис. 5. Стадия неотектонических движений, приведшая к формированию современного распределения залежей в пространстве. Чем светлее область, тем больше амплитуда относительных поднятий земной коры. Стрелками показаны направления предполагаемых путей миграции, контурами – современные залежи

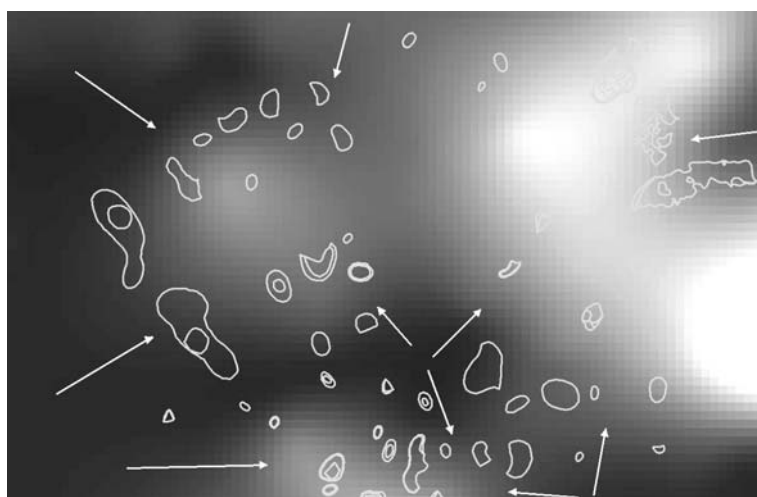


Рис. 6. Эффективная макроскопическая проницаемость осадочного чехла как фактор разрушения залежей. Показана та же площадь, что и на рис. 5. Высокая проницаемость чехла показана светлыми оттенками серого цвета. Залежи располагаются в областях низкой эффективной макроскопической проницаемости осадочного чехла

### 3. Прогнозирование причин, путей и направления миграции УВ в залежи

Исходя из того, что залежи, существующие в настоящее время, являются молодыми, мы предполагаем, что на их формирование и разрушение огромную роль оказали новейшие тектонические движения. Известно, что амплитуда поднятий – опусканий в новейшее время могла достигать нескольких сотен метров. Это очевидно как по наблюдениям современного рельефа, так и по мощности

неогеновых отложений во врезях (долинах). В результате морфометрических исследований в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции нами установлено [10], что все крупные неотектонические структуры практически полностью совпадают с крупнейшими структурами, ранее выделенными по поверхности кристаллического фундамента (рис. 3). Это свидетельствует об унаследованности основных структур земной коры, но главное, о том, что большинство крупнейших структур имеет неотектоническое происхождение. Кроме того, была обнаружена взаимосвязь между пространственным распределением нефтеносных площадей и амплитудами вертикальных движений крупных неотектонических структур: площади разведанных месторождений в большинстве случаев расположены в неотектонических впадинах или на их склонах [10] (рис. 4). Таким образом, можно утверждать, что неотектонические движения, несомненно, контролируют размещение залежей нефти и газа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На рис. 5 приведен один из этапов активизации неотектонических движений и направления миграции УВ от зон нефтеобразования в залежи. Таким образом, анализ характера неотектонических движений позволяет, с одной стороны, проследить пути миграции УВ в современные залежи (то есть выявить зоны нефтегазообразования), с другой – прогнозировать вероятное местоположение зон нефтегазонакопления.

Здесь необходимо отметить, что латеральная миграция УВ в осадочном чехле возможна на расстояния не более первых десятков километров. Это вызвано очень высокой вертикальной проницаемостью осадочного чехла из-за наличия многочисленных зон трещиноватости и разуплотнения. Вертикальная макроскопическая проницаемость осадочной толщи на несколько порядков превышает латеральную, если рассматривать блоки чехла, горизонтальные размеры которых в несколько раз превышают мощность.

#### **4. Прогнозирование потенциальных ловушек**

Здесь необходимо отметить только то, что неструктурные ловушки на практике имеют существенно более широкое распространение, нежели принято сейчас считать. В особенности в отложениях девона ловушки располагаются либо на участках поднятий кристаллического фундамента, либо в литологических ловушках. Прогнозирование и обнаружение неструктурных ловушек по сейсмическим данным подразумевает проведение подробного палеогеографического анализа – выявление береговой линии, дельт, зон трансгрессивного перекрытия песчаных отложений глинистыми разностями. Тот факт, что залежи нефти располагаются обычно на склонах крупных неотектонических поднятий, больше свидетельствует о неструктурной природе ловушек.

#### **5. Прогнозирование участков в осадочном чехле, в которых залежи могли сохраниться**

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. Главным фактором



разрушения залежей является высокая макроскопическая проницаемость осадочного чехла, обусловленная наличием множества трещин и проницаемых зон, большинство из которых «живут» в настоящее время. Плотность этих трещиноватых зон на площади может быть оценена специальной обработкой космических снимков высокого разрешения в комплексе с анализом цифровых моделей современного рельефа. Важность этого фактора при прогнозе зон нефтегазонакопления демонстрируется рис. 6, из которого видно, что в областях высокой макроскопической проницаемости осадочного чехла (показаны светлыми оттенками серого цвета) залежи отсутствуют (вероятно, что они уже разрушены). Интересно, что область Ромашкинского месторождения отмечается максимальной макроскопической проницаемостью по сравнению с окружающими территориями. Многочисленные проявления вертикальной миграции УВ в верхней части разреза, обнаруживаемые по признакам вторичного изменения пород в этом регионе, свидетельствуют о том, что это молодое скопление нефти интенсивно разрушается в настоящее время. Интересно, что на Ромашкинском месторождении отсутствуют залежи битумов, как, например, на западном борту Южно-Татарского свода, где залежи несколько древнее, чем Ромашкинское месторождение. В центральной части Южно-Татарского свода только сейчас идет формирование битумных залежей в пермских отложениях. Краткий обзор современных критериев прогноза зон нефтегазонакопления применительно в основном к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приведенный выше, необходимо использовать для интерпретации материалов геофизических исследований. Главное в этом подходе, по мнению авторов, это представление залежей как динамичных объектов, формирование и разрушение которых продолжается в настоящее время или происходило совсем недавно. Такой подход оказался чрезвычайно плодотворным. На основе изложенных выше принципов нами разработана модульная технология прогнозирования нефтегазоносности территорий (ГТО-ВМ), позволяющая как оценивать потенциальную нефтеносность территорий с различной степенью геолого-геофизической изученности, так и проводить оптимизацию геолого-геофизических исследований и определять участки для разведочного бурения. Технология уже успешно использована для практической оценки нефтегазоносности ряда участков на территории РТ. Модульность технологии позволяет использовать ее на различных стадиях процесса опосредования территорий, а также при их различной степени геолого-геофизической изученности. Наглядность технологии, основанная на использовании наиболее современных геоинформационных технологий, ее дешевизна и возможность оперативного получения необходимой информации делают данную технологию привлекательной для решения практических задач нефтяной геологии.

В настоящей статье мы не затронули многие вопросы интерпретации результатов геофизических и геохимических исследований, связанные с новыми представлениями о возрасте, механизмах формирования и разрушения залежей нефти и газа. Несомненно, что интерпретационный потенциал этих представлений очень велик и будет рассмотрен в последующих статьях

### Заключение

Современные технологии прогнозирования нефтегазоносности должны базироваться на понимании динамической картины формирования и разрушения залежей в осадочном чехле.

Показано, что залежи углеводородов в осадочном чехле не могут существовать более  $10^6$ – $10^7$  лет, что подтверждается различными методами (магнитно-минералогический и палеомагнитный метод, расчет времени диссипации залежей).

Полученные данные свидетельствуют о решающей роли неотектонических и современных сейсмостектонических факторов в формировании и разрушении залежей.

Показано, что углеводороды из зон нефтегазообразования мигрируют в потенциальные залежи под действием неотектонических факторов. Чаще всего наибольшей перспективностью обладают склоновые части неотектонических поднятий (независимо от типа ловушек). Сохранность залежей и возможность латеральной миграции УВ (на не более чем первые десятки километров) контролируется макроскопической проницаемостью (современной трещиноватостью) осадочного чехла.

Полученные результаты позволили создать модули технологии прогнозирования залежей в осадочном чехле, которая используется на практике для прогнозирования залежей.

Работа выполнена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009–2013 годы» (ГК № П794).

### Summary

*D.K. Nurgaliev, I.Yu. Chernova, I.I. Nugmanov, D.I. Khasanov, A.N. Dautov, N.G. Nurgaliev.* Scientific Bases of Modern Technology of Oil & Gas Fields Prognosis.

The paper examines some theoretical aspects of modern technology of oil & gas fields prognosis based on the new ideas about the time of formation and destruction of hydrocarbons in the sedimentary mantle. In particular, it is shown that the oil deposits in Paleozoic within the Volga-Ural oil province are young and currently they are being destroyed. This allows developing a new technology of oil & gas fields prognosis within sedimentary basins. Neotectonic crustal movements play a significant role in the formation and destruction of oil & gas deposits. The use of modern GIS technologies and complex geophysical data allows creating the effective technology of oil & gas fields prognosis, which is demonstrated on concrete examples.

**Key words:** oil & gas fields prognosis, formation and destruction of oil & gas deposits, hydrocarbons generation zones, age of deposits, hydrocarbons migration, neotectonics, macroscopic permeability of sedimentary mantle.

### Литература

1. *Krooss B., Leythaeuser D., Schaefer R.* The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoirs – a reevaluation // *AAPG Bull.* – 1992. – V. 76, No 34. – P.403–406.

2. *Leythaeuser D., Schaefer R., Yukler A.* Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons // AAPG Bull. – 1982. – V. 66, No 4. – P. 408–429.
3. *Нурғалиев Д.К., Плотникова И.Н., Сидорова Н.Н., Нурғалиев Р.К.* Влияние глобальной сейсмической активности на изменение состава нефтей Ромашкинского месторождения // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: Моск. гос. ун-т, 2002. – С. 179–181.
4. *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 // Geochemical Exploration. – 2006. – V. 89. – P. 293–296.
5. *Нурғалиев Д.К., Нурғалиева Н.Г.* Возраст и динамика формирования залежей нефти // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: Моск. гос. ун-т, 1999. – С. 179–181.
6. *Нурғалиев Д.К., Плотникова И.Н., Утемов Э.В., Чернова И.Ю.* Отражение возраста блоков, тектоники и вторичных изменений пород кристаллического фундамента в тонкой структуре магнитных аномалий // Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2001. – С. 214–217.
7. *Нурғалиев Д.К., Утемов Э.В., Хасанов Д.И., Чернова И.Ю.* Особенности строения земной коры под крупными скоплениями нефти Татарстана и Удмуртии // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: Моск. гос. ун-т, 2004. – С. 365–366.
8. *Дьяконова А.Г., Нурғалиев Д.К., Астафьев П.Ф., Коноплин А.Д., Вишнев В.С.* Особенности глубинной структуры Ново-Елховского и Ромашкинского месторождений углеводородного сырья по данным геоэлектрики // Докл. РАН. – 2006. – Т. 406, № 5. – С. 691–693.
9. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Нурғалиев Д.К., Журавлев Д.З.* Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского нефтяного месторождения и его сателлитов // Отеч. геология. – 2005. – № 3. – С. 3–11.
10. *Нурғалиев Д.К., Чернова И.Ю., Бильданов Р.Р., Хасанов Д.И., Утемов Э.В.* Неотектонические факторы размещения залежей нефти в Волго-Вятском регионе // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: Моск. гос. ун-т, 2004. – С. 367–368.

Поступила в редакцию  
22.09.09

---

**Нурғалиев Данис Карлович** – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геофизики Казанского государственного университета.  
E-mail: [danis.nourgaliev@ksu.ru](mailto:danis.nourgaliev@ksu.ru)

**Чернова Инна Юрьевна** – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики Казанского государственного университета.

**Нугманов Ильмир Искандерович** – аспирант кафедры геофизики Казанского государственного университета.

**Хасанов Дамир Ирекович** – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики Казанского государственного университета.

**Даутов Айрат Наильевич** – аспирант кафедры геофизики Казанского государственного университета.

**Нурғалиева Нурия Гавазовна** – доктор геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета.