

вероятность  $P$ , что  $D > \epsilon/2$ , не превышает  $(1-b)$ , где  $b = A/2\epsilon$ ,  $A = (2/p - \sin(z))/[(2n/p - \sin(z))/n]$ ,  $(2/p - \sin(z))/(2/p)$ .

**Теорема 2.** Пусть  $M \subset R^n$ ,  $|M| < \infty$ ,  $T \in R^n$ , и точки из  $M$  случайным образом по равномерному закону распределены на описанном около  $M$  шаре пространства  $R^n$ . Тогда имеем для любого  $\epsilon > 0$ :  $\{P[d(T, M, J(T, M)) - n(T, M)] > \epsilon/2\} < \text{Disp}(T, M)/(|M|\epsilon)$ , где  $P\{A\}$  — вероятность события  $A$ .

Пусть  $M \subset R^n$ ,  $|M| < \infty$ ,  $SCM$ ,  $|S| > k$ ,  $k > 1$ ,  $S$  приближается некоторой гиперплоскостью размерности  $k$ . В общем случае, качественная определенность точечного множества  $S$ , выделяющая точки  $S$  из  $M$ , может проявляться: (1) в гиперплоскостной в случае  $k = n-1$  или осевой при  $k = 2$  анизотропии точечной плотности множества  $M$ ; (2) в возможном различии точечных плотностей «в себе» для  $M$  и  $S$ . Очевидно, что подлежащая обнаружению анизотропия точечной плотности должна проявиться с максимальной «яркостью» при сравнении статистик, характеризующих точечную плотность проекций множества  $sk(ro(S))$  на оси из некоторого набора прямых, составляющего рав-

номерную достаточно плотную сеть на  $L(T, n, |M|)$ . Делаем вывод:  $S$  можно выделить из  $M$  путем направленного перебора точек, если выполняется хотя бы одно из условий: (1)  $S$  представимо в виде объединения конечного набора кластеров,  $g$ -плотных в себе, где  $g < ro(T, M)/2$ ; (2)  $ro(T, M)/ro(T, S) > 2$ ; (3)  $|M|$  и  $|S|/|M|$  достаточно велики. Отсюда и из теорем 1 и 2 следует, что начальное приближение  $S$  нужно искать на множествах точек, попарные расстояния между которыми различаются не более чем в  $g$  раз, где  $0 < g < 1$  — уровень значимости принимаемого решения. Поэтому выделяем начальное приближение  $S_0$  для  $S$  (путем последовательных попыток) из  $sk(M, D)$ ,  $sk(M, D/2)$ , ...,  $sk(M, D/2)$ , где  $D$  — диаметр  $M$ , до первого «успеха» (пусть при  $l = 10$ ). Для получения окончательного значения  $S$  применяем итеративную процедуру, на каждом шаге которой добавляем к  $S_0$  точки из  $sk(V, D/2)$ ,  $l = 10+1, 10+2, \dots$ , пока набор добавляемых точек не пуст. Метод тестирован и реализован на ЭВМ для выделения линейных сегментов при  $n = 2$ .

**Ф. И. Хатьянов, В. В. Куряева, В. А. Тихонова, Н. В. Абт,  
М. Ю. Алпарова, Л. Б. Петрыкина, А. Ф. Яковлева, З. С. Петухова**

## **СЕЙСМОПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ БИОГЕРМНЫХ И НАДБИОГЕРМНЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ НА ВОСТОКЕ РУССКОЙ ПЛИТЫ**

При непосредственном участии авторов в процессе тематических обобщений, выполненных в последние пять лет, составлена и уточнена новая сводная карта масштаба  $1 : 200\,000$ , отображающая результаты геофизических работ, поисково-разведочного бурения и геологических исследований, на фактографической основе структурных сейсмических построений МОГТ по отражающему горизонту «У» для платформенного Башкортостана, горизонтам «С<sub>2</sub>» и «С<sub>2</sub>(Б)» в южной части Предуральского краевого прогиба и горизонту «В» в Юрюзанно-Сылвенской депрессии [1, 3, 6, 8].

Получили отображение элементы сейсмопалеогеоморфологического районирования среднефранконинжневизейского формационного и секвенстратиграфического комплекса, выделяемого на временных разрезах МОГТ между отражающими горизонтами «Д<sub>1</sub>» и «У» с учетом информации по промежуточным «клиноформным» отражениям. Для формационных подразделений и локальных биогермных и надбиогермных структур ловушек этого комплекса характерна закономерная взаимосвязь с основными поясами карбонатного осадконакопления Камско-Кинельской системы относительно глубоководных (до 400 м) внутриконтинентальных некомпенсированных прогибов (депрессий) — ККСП и сопряженных с ними Южно-Татарского и Башкирского палеошельфов [2, 3, 7, 8]. На палеогеологическом

профиле и эвстатической кривой изменения уровня палеоморя на территории Башкортостана этому комплексу отвечают два трансгрессивно-регрессивных (Т-Р) цикла третьего порядка, которые могут быть выделены в качестве секвенции [12, 9].

Уточнено пространственное положение бортовых, прибортовых (клиноформных) и осевых зон Актаныш-Чишминской и Уфимско-Инзерской депрессий и сопряженных с ними палеошельфов и определены нефтеперспективные зоны развития локальных биогермных и надбиогермных ловушек углеводородов, контролируемые палеогеоморфологическими и палеотектоническими (геодинамическими) закономерностями.

Несмотря на сравнительно высокую разведанность на территории республики Башкортостан начальных потенциальных ресурсов углеводородов терригенной формации нижнего карбона (косьвинский, радаевский и бобриковский горизонты) и наименьшую карбонатного верхнефранско-турнейского формационного комплекса, открываются определенные перспективы дифференцированного подхода и обоснованного комплексирования дальнейших геофизических работ и поисково-разведочного бурения. Следует отметить исключительно малоразмерный характер установленных и прогнозируемых ловушек и залежей нефти на современной стадии комплексирования сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, структурно-поис-

кового и глубокого бурения, а в последнее время НВСП и МОГТ 3Д, что требует непрерывного совершенствования методики их поисков, разведки и освоения, разработанной совместными усилиями АНК Башнефть, ОАО Башнефтегеофизика и БашНИПИнефть [1, 3, 6, 8]. В то же время из мирового опыта известно, что в мелких и мельчайших месторождениях и залежах содержится существенная доля ресурсов и запасов углеводородов [5].

Наиболее существенным является открытие в 1995 году Илишевского нефтяного месторождения, расположенного в северо-западной осевой части Актаныш-Чишминской депрессии, разведка и освоение которого продолжается. Это месторождение связано с новыми сложнопостроенными ловушками и основными залежами нефти в песчаных пластах бобриковского и радаевского горизонтов, в том числе прислоненных к крутым склонам Кадыровского и Кызыл-Кючевских рифовых массивов, а также мелкими залежами в карбонатах заволжского и косвинского горизонтов [10].

На основе анализа сейсмогеологической модели строения, с участием авторов рекомендовано проведение детализационных работ МОГТ 3Д на стадии разведки и разработки Илишевского месторождения, что имеет большое значение для совершенствования методики освоения новых сложнопостроенных структурно-литологических палеогеоморфологических залежей нефти [9].

На обобщающей карте выделена Ибраевско-Восточно-Алайгировская нефтеперспективная зона (площадь), расположенная в расширенной осевой части Уфимско-Инзерской депрессии ККСП. В ее пределах прогнозируется развитие рифовых массивов, связанных, вероятно, с горстовидными структурами с залежами нефти в карбонатах верхнего девона и в песчаном пласте  $D_v$  [10].

В пределах Южно-Татарского верхнедевонского палеошельфа в 1999 г. АНК Башнефть открыто Юбилейное месторождение на Южно-Зириклинской подготовленной сейсмической структуре, связанное с малоразмерной надбиогермной ловушкой (нефтеносны песчаники бобриковского горизонта). С участием авторов на основе анализа архивных материалов сейсморазведки здесь составлен паспорт Нижне-Зайтовской подготовленной структуры и рекомендуется проведение детальных работ МОГТ 2Д на современном технико-методическом уровне с целью более надежного выделения новых биогермных ловушек и повышения эффективности. С учетом палеотектонических закономерностей на обобщающей карте масштаба 1 : 200 000 получили отображение нефтеперспективные зоны и локальные биогермные и надбиогермные ловушки, контролируемые: а) девонскими грабенообразными прогибами (Янгурчинско-Смородиновская зона, в пределах которой в 1999 г. получен прирост запасов нефти на Южно-Смородиновской биогермной структуре); б) полосами горстовидных структур в терригенном девоне (Альшеевско-Абдрашитовская зона, в пределах которой в 1999 г. АНК Башнефть открыто многопластовое Альшеевское месторождение, на Южно-Абдрашитовской подготовленной сейсмической структуре, а ОАО Башнефтегеофизика с участием авторов обоснован паспорт Ново-Абдрашитовского подготовленного объекта);

в) погребенными тектоническими валами (Гремячинская и Давлекановская нефтеносные зоны).

В пределах Башкирского верхнедевонского палеошельфа выполнено прогнозирование и обоснована рекомендация на проведение: а) детализационных работ МОГТ 3Д на стадии совмещения разведки нефтеносных зон, локальных структур уплотнения и надбиогермных ловушек в пределах рукавообразных полос развития пласта  $C_{II-III}$  тульского горизонта, в первую очередь на Кармановском месторождении, открытом АНК Башнефть в 1999 г. на подготовленных Северо-Бурковской (комплексом структурного бурения и МОГТ) и Верхне-Баймуратовской (МОГТ) структурах [11]; б) детальных работ МОГТ 2Д, поискового бурения и НВСП в пределах Татышлинско-Казанчинской полосы развития биогермных ловушек краевой части палеошельфа, сопряженной с Шальымской некомпенсированной депрессией (с учетом анализа архивных материалов МОГТ и бурения авторами рекомендован к бурению и паспортизован ряд ловушек, из которых на Северо-Беляшкинской и Западно-Белкинской структурах установлены мелкие залежи нефти).

Учитывая недостаточную эффективность сейсмических исследований МОГТ и в целом поисково-разведочных работ, необходимо дальнейшее непрерывное совершенствование технико-методического уровня на всех этапах их ведения, учитывая малоразмерный сложнопостроенный характер локальных ловушек углеводородов [1, 4, 8, 11].

Обоснован новый подход к изучению и прогнозированию залежей нефти в нижнепермско-верхнекаменноугольном карбонатном комплексе Предуральяского прогиба, включая Юрюзано-Сылвенскую депрессию.

С целью выработки методики доопределения залежей нефти на современном этапе по инициативе АНК Башнефть (И. А. Исхаков и др.) начаты опытно-производственные работы МОГТ 3Д на Шамовском нижнепермском нефтеносном рифовом массиве.

В качестве конкретных результатов применения сейснопалеогеоморфологического и секвенстратиграфического подхода к интерпретации данных сейсморазведки, бурения и других геофизических методов получены новые данные, обосновывающие прогнозирование полосы локальных рифов верхнекаменноугольного возраста, приуроченных к барьерному рифу, сопряженному с кромкой верхнекаменноугольного палеошельфа Юрюзано-Сылвенской депрессии [9]. При этом пространственное положение верхнекаменноугольного барьерного рифа намечено на всем протяжении 140 км Юрюзано-Айской впадины. Это одно из основных направлений дальнейших сейсмических работ и поисково-разведочного бурения. Выделена Восточно-Ногушинско-Яныбаевская газонефтеперспективная зона и в ее пределах Искушский объект доразведки газовой залежи в отложениях верхнего карбона, установленный ранее скважиной 39 Яныбаевская, пробуренной по сейсмическим данным. Кроме того, выделен Южно-Яныбаевский газонефтеперспективный участок и рекомендовано ранее подготовленную МОГТ Южно-Яныбаевскую структуру по отражающим горизонтам «С3» и «В», выведенную без бурения, возратить в фонд подготовленных объектов ОАО Башнефтегеофи-

зика и АНК Башнефть. Газонефтеперспективными являются также верхнекаменноугольные шельфовые биогермы, контролируемые постседиментационными грабенообразными прогибами и локальными горстовидными структурами, установленными по отражающим горизонтам «В», «У» и «Д», в частности, газоносная Яныбаевская сейсмическая структура (скважина 44).

К потенциально перспективным объектам следует отнести локальные артинские седиментационные структуры восточной окраины Русской плиты, обусловленные органогенными постройками типа пологих шельфовых биогермов, с которыми связаны надбиогермные ловушки и залежи углеводородов вдоль северного борта Прикаспийского малого палеоокеанического бассейна [7].

**Литература:** 1. *Барыкин И. В., Лозин Е. В., Масгутов Р. Х. и др.* Особенности геологического строения и нефтегазоносности Юрюзано-Сылвенской депрессии: Мат-лы / II Республиканская геологич. конф. Уфа, 1997. С. 199–200. 2. *Белялова А. С.* О корреляции разнофациальных турнейско-ранневизейских отложений в пределах северо-восточной прибортовой зоны Актаныш-Чишминского палеопрогиба // Проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана: Тез. докл. / Научно-практич. конф. Уфа: БашНИПИнефть, 1999. С. 16–17. 3. *Вульфович Ю. Г., Пиденко А. В.* Критерии перспективности сейсморазведочных объектов в пределах Южно-Татарского и Башкирского палеошельфов: Мат-лы / II Республиканская геологич. конф. Уфа, 1997. С. 211–212. 4. *Козлов Е., Боуска Дж., Медведев Д., Роденко А.* Лучшие сеймики 3Д — только сейсмика 3Д, хорошо спланированная // Геофизик. 1998. № 6. С. 3–15. 7. *Лозин Е. В.* Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана (в 2 частях) М.: ВНИИОЭНГ, 1994. 137 с.

5. *Наливкин В. Д., Белонин М. Д., Сахибгареев Р. С. и др.* Прогноз нефтегазоносности локальных ловушек // Тектоника и критерии нефтегазоносности локальных ловушек М: Наука, 1987. С. 15–20. 6. *Пиденко А. В.* Результаты поисков нефти на структурах, подготовленных сейсморазведкой МОГТ и структурным бурением в Верхне-Камской впадине // Труды / БашНИПИнефть, Уфа. 1997. Вып. 93. С. 171–180. 7. *Хатьянов Ф. И.* Сейсмопалеогеоморфология при поисках и разведке углеводородов // Нефтегазовая геология и геофизика по информационному обеспечению общесоюзных научно-технических программ. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. Вып. 13(120). 69 с. 8. *Хатьянов Ф. И., Еникеев Р. Х., Юнусов Н. К., Булгаков Р. Б.* Современные сейсмические исследования при изучении геологии и поисках нефтяных месторождений в Камско-Кинельской системе прогибов на территории Башкирии // Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Наука, 1991. С. 37–44. 9. *Хатьянов Ф. И., Тихонова В. А., Куряева В. В.* Сейсмогеологическое и секвенстратиграфическое прогнозирование: Сборник тезисов / Международная геофизическая конференция и выставка (TFGO/EAGE/SEG). Москва: Совинцентр, 1997. К. Z. 9. 10. *Юнусов М. А., Чижова В. А., Архипова В. В. и др.* Биостратиграфия рифовых массивов платформенного Башкортостана // Труды / БашНИПИнефть. Уфа, 1997. Вып. 93. С. 78–92. 11. *Яковлева А. Ф.* Прогноз нефтеносности ловушек нефти в рукавообразных песчаных телах на примерах северо-западной Башкирии // Научно-технический сборник МГП «Геоинформмарк», М., 1992. Вып. 9–10. С. 13–18. 12. *Yunusov M. A., Masagutov R. Kh., Arkhipova V. V., Yunusova G. M.* Devonian sea-level changes in she platform region of Bashkortostan // CFS 199 Courier Forshungs institut Senckenberg Frankfurt. M., 1997. P. 65–73.