

4. Каграманян К.А. О строении Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы // Тр. Геолфонда РСФСР. М., 1983. С. 83 – 97.

5. Кокурников В.П., Бадамшин Э.З., Горячев А.Б. и др. Новые данные по нефтеносности палеозойских отложений Ульяновского Заволжья // Геология нефти и газа. 1987. № 6. С. 13 – 16.

6. Проворов В.М. Особенности строения и нефтегазонасности верхнедевонско-турнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. 1992. № 7. С. 16 – 19.

7. Проворов В.М. Рейтинг объектов Российской Федерации в северных и западных районах Урало-Поволжья по степени перспективности на поиски нефти и газа // Материалы регион. конф. “Геология и полезные ископаемые Западного Урала”. Пермь, 1997. С. 131-134.

Получено 12.01.99.

УДК 553.98.044

**С. В. Галкин (Пермский государственный технический университет)**

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПЕРМСКОМ ПРИКАМЬЕ**

Отражено современное состояние представлений о формировании каменноугольных залежей для территории Пермского Прикамья. Выполнена статистическая обработка геологической информации по нефтегазонасности каменноугольных отложений отдельно для Предуральского краевого прогиба и платформенной части территории исследования, на основании которой установлены существенные различия в формировании залежей углеводородов для этих территорий. В результате сделаны выводы о различных критериях нефтегазонасности и целесообразности раздельного прогнозирования нефтегазонасности территорий Предуральского краевого прогиба и платформы.

К настоящему времени, несмотря на высокую степень изученности, перспективы поисков углеводородов в каменноугольных отложениях в пределах исследуемой территории по-прежнему велики. Для эффективного планирования поисковых работ на территории Пермского Прикамья важно обосновать модель формирования нефтегазонасности каменноугольных отложений. Одним из возможных путей такого обоснования, при наличии в достаточном объеме достоверных данных о геологическом строении и нефтегазонасности недр, является статистический анализ фактических данных. Хорошо изученные бурением нижне- и среднекаменноугольные отложения соответствуют этим требованиям.

В настоящее время имеются факты, свидетельствующие о том, что нефтематеринские толщи Предуральяского краевого прогиба не являются единственным источником углеводородов (УВ), а на формирование каменноугольных залежей существенно оказывала влияние вертикальная миграция УВ из доманиковых отложений. Исключительную роль доманикового горизонта в формировании промышленных скоплений УВ изучаемой территории отмечают Л.З.Аминов, Г.А.Амосов, М.Д.Белонин /1/. Существует довольно обширная аргументация в пользу вертикальных перетоков УВ в разрезе осадочного чехла. В качестве доказательства большой роли вертикальной миграции можно привести несоответствие расчетов балансовых запасов нефти в нижнем и среднем карбоне нефтепроизводящим способностям этих отложений, данные о миграции древних спор в более молодые отложения, сходство физико-химических свойств нижне- и среднекаменноугольных нефтей, а также широко развитое в бортовых зонах Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ) совпадение площадных ареалов нефтегазоносности нижнего и среднего карбона.

В пользу существования интенсивных вертикальных перетоков между нижне- и среднекаменноугольными комплексами можно отметить достаточно тесную связь между толщинами тульской региональной покрывки и коэффициентами заполнения ловушек в среднем карбоне. Для установления характера влияния толщины тульской покрывки на процессы вертикальной миграции УВ автором проанализированы данные по 37 месторождениям Пермской области, имеющих одновременно залежи и в  $C_1$ , и в  $C_2$ . В результате получена зависимость, имеющая вид  $KZ_{C_2} = 1,26 - 0,072 II_{TL}$  при  $r = -0,64$ . Аналогичная связь толщины тульской покрывки с коэффициентами заполнения ловушек в нижнем карбоне существенно менее значима ( $r = 0,20$ ). Следует заметить, что для использованных в анализе месторождений при достаточно высокой степени соответствия структурных планов тульских и башкирских отложений, которое отражается в высокой сходимости амплитуд структур по рассмотренным горизонтам ( $r = 0,45$ ), характерно полное отсутствие связей коэффициентов заполнения нижне- и среднекаменноугольных ловушек ( $r = 0,05$ ). Таким образом, при принципиальной возможности перетоков УВ (существование залежей и в  $C_1$ , и в  $C_2$ ) одним из основных факторов, способствующих перетокам УВ из  $C_1$  в  $C_2$ , являются малые толщины тульской региональной покрывки.

Важным аргументом в пользу существования влияния на формирование каменноугольных залежей вертикальной миграции УВ из доманиковых отложений также является характер распределения нефтегазоносных и пустых в каменноугольных отложениях структур в зависимости от абсолютных отметок кровли терригенного верхнего девона ( $H_{D_3}$ ) и мощности верхнедевонской турнейской карбонатной толщи ( $M_{DC}$ ). Параметр  $H_{D_3}$  характеризует условия проявления главной фазы нефтеобразования, т.к. интенсивность процессов нефтегазообразования тесно связана с глубинами залегания нефтематеринских свит. Анализ фактических данных по 313 нефтяным и 149 пустым структурам Пермского Прикамья и Удмуртии показал, что по этим параметрам происходит

группирование структур в соответствии с характером нефтегазоносности каменноугольных отложений. В интервале значений  $H_{D3}$  от -1400 до -1750 м фиксируется поле пустых структур с диапазоном изменения мощностей от 500 до 700 м. Здесь располагаются 46 пустых и 17 нефтегазоносных в каменноугольных отложениях структур. В интервале значений  $H_{D3}$  от -1750 до -2200 м встречаются практически все классы структур. В то же время внутри указанного интервала отмечается дифференциация структур с различной нефтегазоносностью каменноугольных отложений по параметру  $M_{DC}$ . При  $M_{DC} > 600$  м наблюдается явное преобладание структур с залежами УВ одновременно как в  $C_1$ , так и в  $C_2$  (класс  $C_{12}$ ), в этом интервале находится 97 структур этого класса. При снижении значений  $M_{DC} < 600$  м количество нефтяных структур класса  $C_{12}$  резко падает до 27, в этом же интервале значений  $H_{D3}$  и  $M_{DC}$  возрастает количество структур других классов: 59 структур нефтегазоносны в  $C_1$  (класс  $C_1$ ), 45 структур нефтегазоносны в  $C_2$  (класс  $C_2$ ) и 53 пустые структуры (класс  $C_0$ ). Следует заметить, что большинство структур без залежей УВ одновременно в  $C_1$  и в  $C_2$ , но имеющие нефтепроявления и в  $C_1$ , и в  $C_2$ , характеризуются низкими амплитудами, а для пустых структур характерны еще и большие удаления от разломов. Ниже абсолютных отметок по кровле  $H_{D3}$  -2200 м встречено 7 структур класса  $C_{12}$ , 14 структур класса  $C_1$ , 11 структур класса  $C_2$  и 10 пустых структур. Анализ местоположения этих структур показывает, что подавляющая их часть с залежами УВ расположена в Соликамской и Юрзано-Сылвенской депрессии, т. е. на территории Предуральского краевого прогиба. Значительная часть пустых структур, имеющих отметки по кровле  $H_{D3}$  ниже -2200 м, напротив, расположена вне пределов Предуральского прогиба (4 в Бымско-Кунгурской впадине, 2 в Висимской впадине).

Следует заметить, что для территории Предуральского прогиба мощность отложений турнейско-верхнедевонского комплекса ( $M_{DC}$ ) изменяется незначительно и практически всегда примерно равна 400-500 м, и на нефтегазоносность каменноугольных отложений влияния  $M_{DC}$  не установлено. В то же время для этой территории наблюдается тенденция увеличения перспектив нефтегазоносности с ростом глубин залегания пород. Из 20 глубокозалегающих рассмотренных в анализе структур, абсолютные отметки  $H_{D3}$  которых ниже -2000 м, все структуры имеют залежи УВ, причем 13 из них имеют нефтепроявления, а 5 - залежи и в  $C_1$ , и в  $C_2$ .

Таким образом, основная зона нефтегазоносности каменноугольных отложений для территории платформы фиксируется по кровле терригенного девона в ограниченном интервале отметок от -1750 до -2200 м, и основная зона нефтеобразования контролируется ККСВ. Полученная в результате статистического анализа закономерность хорошо согласуется с исследованиями Т.В.Белоконь и А.В.Кутукова /2/, изучавшими условия нефтеобразования в карбонатных отложениях верхнедевонско-турнейского комплекса. В зависимости от значений  $M_{DC}$  при значениях  $H_{D3}$  от -1750 до -2200 м происходит разделение структур на две основные группы. При  $M_{DC} > 600$  м в сторону больших

мощностей сконцентрированы структуры с залежами одновременно в нижнем и среднем карбоне, при  $M_{DC} < 600$  м в сторону меньших значений преобладают структуры, не имеющие одновременно залежи в нижнем и среднем карбоне.

На основании этого можно сделать выводы, что для территории платформ влияние латеральной миграции УВ из погруженных частей Предуральского прогиба на формирование залежей, вероятно, было незначительным. Большое влияние на формирование нефтегазоносности структур платформы, по-видимому, оказывала ККСВ, и неблагоприятные глубины погружения нефтематеринских толщ могли сказаться на перспективах их нефтегазоносности. Вышеприведенные факты хорошо согласуются с выводами, полученными В. А. Чахмачевым [3]. Согласно его исследованиям, процессы латеральной миграции происходили не повсеместно и четко прослеживаются только в пределах Косвинско-Чусовской седловины и Юрюзано-Сылвенской впадины, с территории которых на платформенные структуры поступали нефти со сравнительно высокой степенью превращенности. Нефти месторождений Соликамской впадины, согласно его исследованиям, сингенетичны бассейну нефтегазообразования. Причем, исходя из геохимического анализа, проведенного им, трудно допустить возможность миграции УВ из Соликамской впадины на запад, в смежные участки платформенного склона.

Для количественного обоснования существования различий в формировании залежей в различных геоструктурных зонах на примере 47 структур Пермской области с залежами нефти в  $S_2$  и 49 структур с залежами нефти в  $S_1$  автором рассмотрены зависимости плотностей нефтей от ряда параметров. Установлено, что для структур, имеющих близкое расположение к Передовым складкам Урала ( $R_{ПСУ} = 15-60$  км), характерны низкие плотности нефти, и диапазон изменения плотностей незначителен ( $\rho = 0,81-0,84$  г/см<sup>3</sup>). При большем удалении от ПСУ наблюдается резкое увеличение плотности нефтей, причем диапазон их разброса очень велик. В результате исследований также установлено, что глубокопогруженные в кунгурский век нефти нижнекаменноугольных залежей имеют малые плотности с небольшим диапазоном их изменения, нижнекаменноугольные нефти неглубокопогруженных в кунгурское время отложений, напротив, имеют большой диапазон распределения плотностей. Наиболее вероятной причиной такой дифференциации плотностей, видимо, является то, что на больших глубинах Предуральского прогиба происходило более полное преобразование органического вещества в сравнении с менее погруженными территориями платформы. Данные факты косвенно свидетельствуют о том что, каменноугольные залежи глубокопогруженных и территориально близко расположенных к Предуральскому прогибу нефтей могли формироваться за счет латеральных перетоков УВ из Предуральского прогиба. В то же время нефтематеринскими породами территориально далеко расположенных от Предуральского прогиба нефтяных залежей, вероятно, являются доманиковые отложения, и имела место вертикальная миграция.

В пользу вертикального перераспределения УВ служит значительное влияние на нефтегазоносность локальных объектов их местоположения относительно разломов. Влияние разломов на особенности размещения залежей в разрезе каменноугольных отложений оценивалось по взаиморасположению более чем 300 локальных структур относительно допалеозойских разломов фундамента, установленных по данным сейсморазведки, гравиразведки и магниторазведки. В результате установлено, что наиболее значительное влияние на нефтегазоносность локальных структур отмечается в зоне непосредственной близости от разломов - на расстоянии 0-1 км для Предуральского краевого прогиба и на расстоянии от 0 до 2-3 км для платформы. Концентрирование основной массы нефтяных структур в близком расположении к разломам, вероятно, с одной стороны, является результатом структурообразующей роли разломов, а с другой - указывает на проводящую роль региональных нарушений. Полученные статистические данные в полной мере согласуются с существующими представлениями о проводящей роли разломов в процессе формирования каменноугольных залежей на изучаемой территории.

Таким образом, анализ существующих представлений об условиях формирования каменноугольных залежей на территории Пермского Прикамья позволяет взять за основу геологической модели прогноза следующие положения:

1. В формировании каменноугольных залежей большую роль играли процессы вертикальной миграции, интенсивность развития которых в свою очередь тесно связана с рядом тектонических показателей, прежде всего разломов. При этом нефтегазоносность каменноугольных отложений в значительной мере контролируется Камско-Кинельской системой впадин, обеспечивающей близкое пространственное соотношение между очагами генерации УВ и зонами их аккумуляции.

2. Наблюдаются существенные различия в формировании залежей УВ для территорий платформы и Предуральского краевого прогиба. Следовательно, для каждой из этих двух территорий существуют свои критерии нефтегазоносности, и при оценке перспектив нефтегазоносности эффективно раздельное изучение этих двух территорий.

Эти положения могут быть использованы для решения практических задач, связанных с прогнозированием нефтегазоносности локальных структур.

#### Библиографический список

1. Аминов Л. З., Амосов Г. А., Белонин М.Д. и др. Анализ схем формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности структур. Л.: Недра, 1977.
2. Белоконь Т. В., Кутуков А. В. Условия нефтегазообразования в верхнедевонско-среднекаменноугольных карбонатных комплексах Волго-Вятского района// Геология нефти и газа. 1984. №2. С.52-56.

3. Чахмачев В.А. Геохимия процесса миграций углеводородных систем. М.: Недра, 1983.

Получено 24.01.99.

УДК 553.98.044 (470.53+470.66)

**В. И. Галкин, И. А. Козлова, С. В. Галкин**  
(Пермский государственный технический университет),  
**М. Э. Мерсон (ПермНИШНефть),**  
**И. Л. Левинзон, Б. В. Никулин (ОАО «Пурнефтегазгеология»)**

## **ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ**

Приведены результаты оценки перспектив нефтегазоносности юрского продуктивного комплекса вероятностно-статистическими методами. Локальный прогноз, выполненный совместно методами Байеса и с применением линейной дискриминантной функции, показал достаточно высокую эффективность разделения прогнозных структур на нефтяные и пустые. Проведенный анализ позволил провести районирование территории Надым-Пур-Тазовского междуречья по степени вероятности продуктивности структур.

Прогнозирование нефтегазоносности локальных структур методами вероятностно-статистического моделирования представляет собой научно обоснованный и экономически более выгодный подход к выбору наиболее перспективных объектов для постановки глубокого бурения.

Преимущество метода локального прогноза нефтегазоносности в том, что он позволяет с высокой степенью надежности установить вероятность наличия залежи УВ до ее ввода в поисковое бурение. При этом достоверность локального прогноза определяется правильностью выбора комплекса информативных геолого-геофизических критериев.

Успешность разработанного метода локального прогноза, примененного авторами в ряде регионов Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Прикаспийской и Тимано-Печорской провинций, подтверждается результатами поискового бурения и высокой эффективностью прогнозной оценки. В разных районах исследования ее величина изменяется от 60 до 85%, в сравнении с «коэффициентом успешности» выявления продуктивных структур по данным бурения и сейсморазведки, не превышающем 0,50 %.

В данной работе прогноз выполнялся по юрским отложениям территории Надым-Пур-Тазовского междуречья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, для которой авторами установлено что эталонные, экзаменационные и оцениваемые объекты, в основном, характеризуются единством геологического