

61:05-4/90

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ  
ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ (ПГТУ)

На правах рукописи

УРАСИНОВ БОРИС ЛЬВОВИЧ

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОС-  
НОСТИ ТРИАС-ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ НА-  
ДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

25.00.12 – Геология, поиски и разведка горючих ископаемых

Диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель: доктор геолого-  
минералогических наук  
А.В.Растегаев



Пермь 2005

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
1. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Надым –Пур-Тазовского меж- дуречья.....	6
2. Статистическое обоснование построения моделей прогноза нефтегазоносности триас-юрских отложений .....	24
3. Обоснование построения прогнозных моделей.....	56
4. Прогнозная оценка нефтегазоносности триас-юрских отложе- ний Надым-Пур-Тазовского междуречья .....	96
Заключение .....	138
Список использованных источников.....	140

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Эффективная работа любого нефтегазодобывающего предприятия невозможна без постоянного развития и освоения сырьевой базы. В свою очередь развитие сырьевой базы невозможно без изучения условий формирования, закономерностей размещения скоплений углеводородов и научного обоснования направлений поисковых работ на основе количественной оценки нефтегазоносности недр. Анализ результатов и состояния поисково-разведочных работ на триасовые и юрские отложения в пределах территории Надым-Пур-Тазовского междуречья показывает, что эффективность работ различна, как по площади исследований, так и по разрезу изучаемых отложений. В условиях различной изученности триасовых и юрских отложений необходимо разработать различные методы прогноза их нефтегазоносности. Для триасовых отложений – это в основном региональный прогноз, для юрских – локально-зональный. Более точный прогноз наличия залежей углеводородов в подготовленных к глубокому бурению ловушках может обеспечить учет различных по геологическому смыслу критериев, контролирующих нефтегазоносность. При таком объединении критериев необходим единый подход к обобщению разнородной информации, получаемой разными методами, а такие задачи можно решать только с использованием вероятностно-статистических методов. Разработка методов оценки нефтегазоносности структур на данной территории до ввода их в глубокое бурение весьма актуальна, особенно в последние 10 лет, когда наблюдается существенное снижение коэффициента успешности поисковых работ.

Целью настоящей работы является научное обоснование и построения прогнозных геолого-математических моделей на основе использования комплекса информативных показателей для оценки

нефтегазоносности триас-юрских отложений на территории Надым-Пур-Тазовского междуречья.

**Основные задачи исследований** для достижения поставленной цели заключаются в следующем:

1. Установление критериев, контролирующих нефтегазоносность триас-юрских отложений, оценка их информативности, установление вероятностно-статистических зависимостей влияния различных факторов на нефтегазоносность локальных объектов.
2. Статистическое обоснование построения моделей прогноза триас-юрских отложений на основе изучения содержания органического вещества, его катагенеза, влияния грабен-рифтов и глубинного сейсмического строения земной коры.
3. Построение геолого-математических моделей прогноза нефтегазоносности триас-юрских отложений, оценка их надежности.

**Научная новизна работы** заключается в том, что на основании комплексных исследований триас-юрских отложений с применением вероятностно-статистических методов обоснован комплекс информативных показателей, контролирующих нефтегазоносность триас-юрских отложений; установлены количественные связи между вероятностью нефтегазоносности и различными критериями. Исследовано комплексное влияние факторов, контролирующих нефтегазоносность триас-юрских отложений. Дан анализ эффективности использования разработанных геолого-математических моделей прогноза нефтегазоносности для различных нефтегазоносных комплексов в пределах территории Надым-Пур-Тазовского междуречья.

В диссертационной работе защищаются следующие положения:

1. Комплекс критериев, контролирующих нефтегазоносность триас-юрских отложений.
2. Вероятностно-статистические модели регионального прогноза нефтегазоносности триасовых отложений и локально-зонального прогноза – юрских отложений.
3. Схемы прогноза нефтегазоносности триас-юрских отложений в пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья.

Практическая значимость положений и выводов, приводимых в диссертации, заключается в том, что они позволяют повысить геологическую и экономическую эффективность поисковых работ на нефть и газ.

Реализация работы. Предлагаемые методы прогноза внедрены в ОАО «Пурнефтегазгеология» и использованы при проектировании поисковых работ на нефть и газ.

Апробация работы и публикации. Основные положения диссертационной работы докладывались на ежегодных научно-технических конференциях ПГТУ (Пермь, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004), а также на региональных научно-практических конференциях в городах Тюмени, Ханты-Мансийске и Ноябрьске..

По теме диссертации опубликовано 9 работ.

Всем, кто способствовал выполнению работы, автор выражает свою искреннюю признательность.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Текст изложен на 154 страницах машинописи, иллюстрирован 37 рисунками и содержит 16 таблиц. Список литературы включает 133 наименования.

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ





В региональном плане в мезозойско-кайнозойском платформенном чехле Западно-Сибирской плиты выделяются три крупных надпорядковых элемента – Внешний тектонический пояс, Центральная и Северная тектонические области. Каждому из этих элементов присущи свои особенности строения и геологической истории развития [97,98,99,104].

Для Северной тектонической области, в пределах которой располагается территория Надым-Пур-Тазовского междуречья, характерны крупные линейные структуры типа мегавалов (Медвежий, Уренгойский и др.), валов и прогибов субмеридиального направления (рис.1.1). В ней зафиксированы наиболее резкие изменения глубин залегания палеозойского фундамента – во впадинах и прогибах области обычно 7 – 8 км, но иногда 9 км (Пурский прогиб), уменьшаясь на вершинах сводов и мегавалов до 5 – 6 км. Амплитуды крупных структур, как положительных, так и отрицательных, колеблются от 1 до 1,5 км. Выявленные в составе мегавалов геофизическими методами и бурением локальные поднятия характеризуются углами наклона крыльев до 5° и более, в то время как в южных районах этот показатель не превышает 1 – 2° (Нефтегазоносные..., 1983).

Геологический разрез Западно-Сибирской плиты в пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья имеет трехчленное строение. Жесткий глубоко погруженный фундамент, представленный сложным сочетанием гетерогенных структурных ярусов [32], перекрыт отложениями промежуточного комплекса, развитого в зонах глубоких впадин, который включает в себя породы триасового, палеозойского и даже рифейского (в Ямало-Пуровском авлакогене) возраста. Породы этого комплекса, по



Рис. 1.1. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты.

- |   |   |   |                                   |
|---|---|---|-----------------------------------|
|  | Граница палеозойского обрамления плиты                            |  | Контуры тектонических структур    |
|  | Граница между Внешним поясом и Центральной тектонической областью | I   | Внешний тектонический пояс плиты  |
|  | Контур Северной тектонической области                             | II  | Центральная тектоническая область |
|   |   | III   | Северная тектоническая область    |

условиям залегания, степени дислоцированности и метаморфизма обособляются от мезо-кайнозойского осадочного чехла, завершающего разрез плиты [107].

Геологическое строение и история развития северной части плиты в триасовый период отличается некоторым своеобразием, в связи с чем по-разному трактуется учеными.

Коллектив авторов во главе с В.С.Сурковым [108, 109] последовательно отстаивает гипотезу образования здесь в нижнем и среднем триасе палеорифтовой системы субмиридионального простирания, обусловленного развитием на данной территории процессов континентального рифтогенеза. Рифтовые зоны выполнены в верхней части эффузивно-осадочными толщами нижнего-среднего триаса. Мощность осадочного чехла в районе исследования составляет по данным этих авторов 5 – 7 км. Разветвленная рифтовая система состояла из межрифтовых поднятий и собственно грабен-рифтов. Самый крупный из них – Колтогорско-Уренгойский – пересекает территорию плиты с севера на юг, протягиваясь на 1800 км, шириной 10 – 80 км. В мезо-кайнозойское время, по мнению авторов, шло унаследованное развитие основных структурных элементов. Над Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом формировался одноименный мегапрогиб, а над межрифтовыми поднятиями – крупные сводовые структуры. Для всех крупных тектонических структур характерно постепенное уменьшение их амплитуды снизу вверх по разрезу. Комплекс пород, формировавшихся в триасе в зонах грабен-рифтов и в межрифтовых поднятиях, а в нижней, средней юре – в мегапрогибах и на сводовых поднятиях, представлен континентальными, морскими и переходными отложениями. Этот сложнопостроенный регрессивно-трансгрессивный комплекс (среднетриасово-среднеюрский) отнесен В.С.Сурковым к нижнеплитному или переходному.



Иной взгляд на геодинамику северной части Западно-Сибирской плиты развивает В.С.Бочкарев [14]. По его мнению, роль регионального бассейна осадконакопления играла крупная структура второго порядка – Надым-Тазовская синеклиза (рис.1.2.). В отличие от гипотезы первой группы авторов об унаследованном развитии структурных элементов автор считает, что формирование крупных структур осадочного чехла происходило в меловой период, то есть, не является унаследованным. Над триасовыми грабенами всех типов формировались, как правило, своды и мегавалы и, очень редко, плоские обширные прогибы.

Таким образом, существуют различные модели развития изучаемого региона. Но ни одна из них в настоящее время не является достаточно обоснованной. Однако, впервые выявленная в разрезе Тюменской СГ-6 пурская свита, отсутствующая на бортах, является достаточно веским аргументом в пользу существования грабен-рифта. Таким образом, несмотря на несоответствие некоторых прогнозных представлений, общая концепция строения и развития северной части Западно-Сибирского бассейна, предложенная В.С.Сурковым и др., согласно которой структура мезо-кайнозойских отложений осадочного чехла, их мощность и фациальный состав, а, следовательно, и нефтегазоносность во многом определяются динамикой развития существовавших рифтовых систем, представляется более обоснованной.

Одной из особенностей геологического строения территории является закономерное увеличение мощности осадочных отложений (до 8 – 10 км) с юга на север и от бортовых частей к центру [4, 59]. Освоение же глубин в пределах района бурения Тюменской СГ-6 в значительной степени ограничивается ачимовской толщей, развитой в меловых отложениях. В отдельных районах в силу освоения планируется включение верхне- и среднеюрских отложений, в основном, тюменской свиты. В результате, значительные мощности осадочного чехла, залегающие ниже

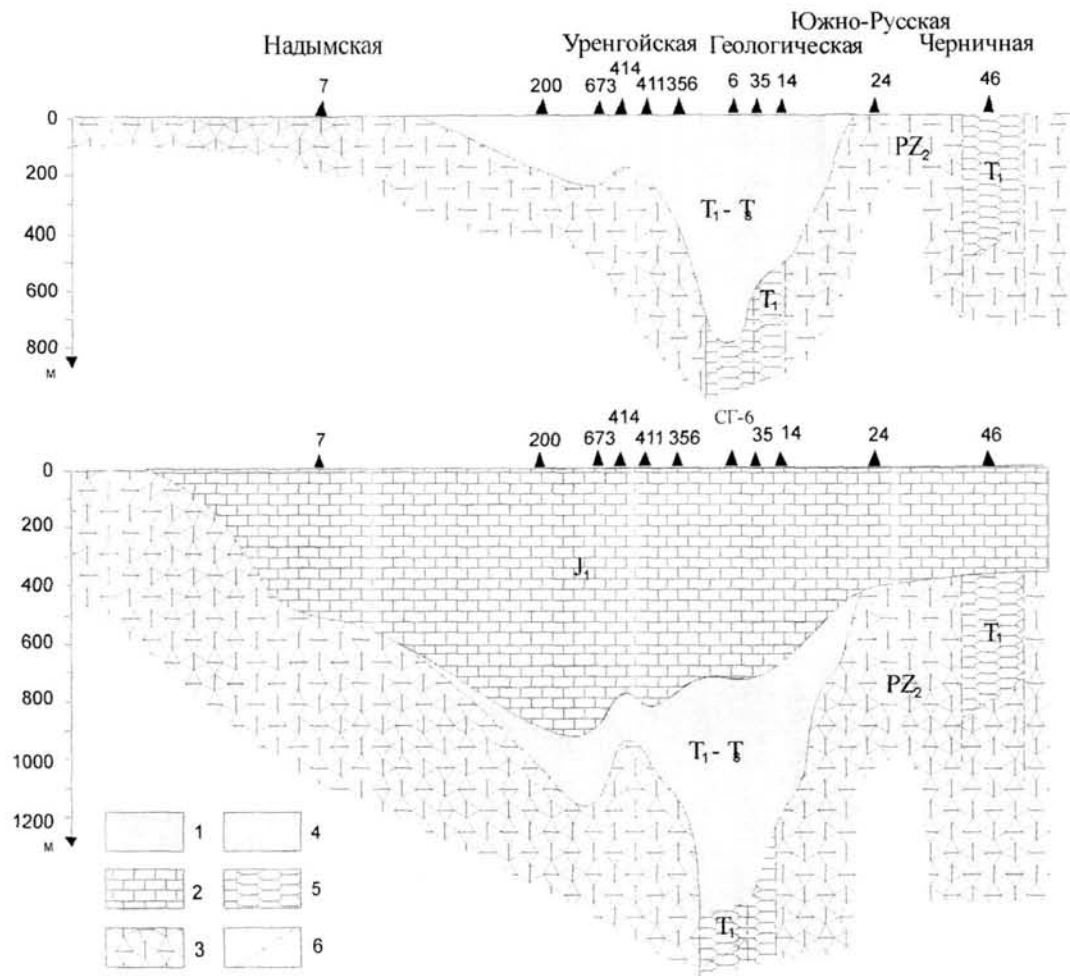


Рис.1.2 Схема развития Надым-Тазовской синеклизы в раннем мезозое (по В.С. Бочкареву):  
 1 - тампейская серия, 2 - нижнеюрские отложения, 3 - палеозойские толщи,  
 4 - разломы, 5 - красноселькупская серия, 6 - несогласия

глубин 4 км и связанные с триасовыми и нижнеюрскими отложениями, вследствие либо недостаточной изученности, либо значительного количества неудачных результатов поиска залежей остаются за пределами освоения.

Комплекс пород триасового и раннеюрского возраста в пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья достоверно вскрыт единичными скважинами (рис. 1.3), поэтому геологическое строение и нефтегазоносность данного объекта изучена очень слабо.

Общая мощность триас-нижнеюрского комплекса осадочных пород колеблется от 200 м в зонах выступов фундамента, образовавших мегавалы, до 1500 м в осевой части рифтовых зон.

Значительные мощности и характер осадконакопления создали в целом благоприятные условия для формирования в разрезе скоплений УВ.

По данным различных исследователей в пределах триас-среднеюрских отложений выделяется от двух до пяти нефтегазоносных комплексов [96]. В данной работе принято деление пород на комплексы, предложенное Ф.Г.Гурари и В.С.Сурковым, дополненными Ю.А.Ехлаковым, согласно которому в пределах триас-среднеюрских отложений Надым-Пурской НГО и прилегающих районов выделяются следующие НГК.

Пурский перспективный комплекс. Изучен только по разрезу Тюменской СГС. Включает породы пурской и варенгяхинской свит. Характеризуется очень высокими скоростями осадконакопления. Основной отличительной чертой этого комплекса является его вероятное развитие только в пределах Нижне-Пурского мегапрогиба. Кроме того, в нижней части зафиксированы магматические породы. Прослойки песчаников в пурской свите обладают достаточно высокой емкостью (пористость до 12-14%). Нефтегазоносность комплекса, ввиду слабой его изученности, выяснена, однако породы этой части разреза

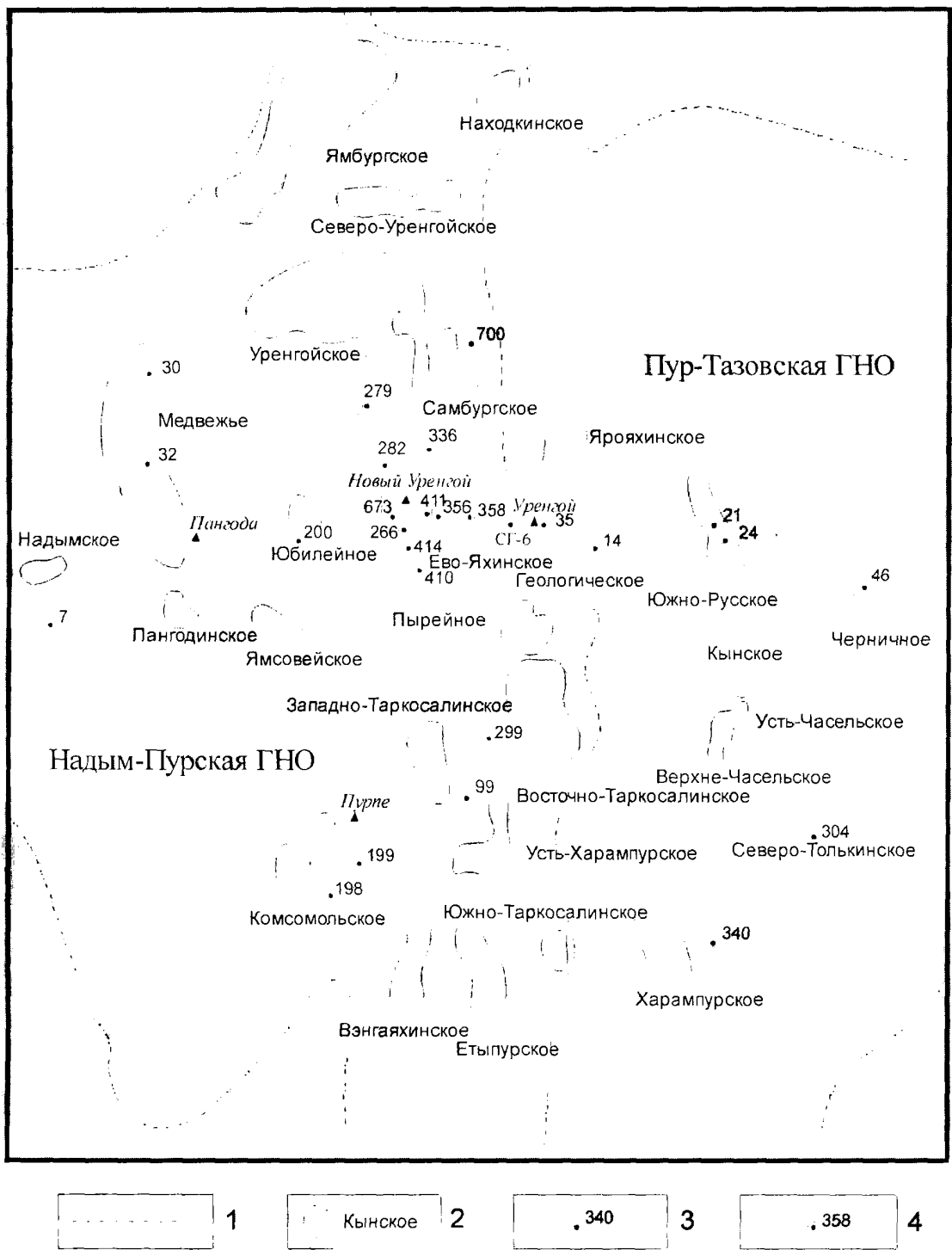


Рис.1.3.Схема Расположения скважин вскрывших триас-нижнеюрские отложения в пределах Надым-Пурской ГНО и прилегающих районов

1 - границы нефтегазоносных областей, 2 - месторождения нефти и газа,  
 3 - глубокие скважины, 4 - скважины с выявленными нефтегазоводопрооявлениями.

выделяются повышенными показаниями по данным газового каротажа и газопроявлениями в интервалах 6600 – 6650 м, 5958 – 6007 м и 5812 – 5906 м по разрезу Тюменской СГ-6.

Шеркалинский комплекс включает в себя два подкомплекса: нижний (зимний) и шараповский (нижнеджангодский), разделенные глинисто-алевритовой толщей ягельной свиты мощностью 74 – 110 м.

Зимний подкомплекс в Уренгойском районе представлен песчаными пластами ЮГ<sub>20-22</sub>. Породы-коллекторы подкомплекса характеризуются более низкими коэффициентами пористости (6 – 10%) по сравнению с шараповским (до 20%).

Шараповский подкомплекс представлен песчано-алевролитовыми пластами ЮГ<sub>13-17</sub>. Флюидоупором в этих залежах являются аргиллиты тогурской пачки.

Из отложений обоих подкомплексов получены притоки нефти, газа и пластовых вод. Из отложений Зимнего подкомплекса в скважинах 279, 336 Уренгойской площади с глубин 5230 м и 5310 м получен слабый приток газа, в СГ-6 в интервале 5562 – 5765 м зафиксированы повышенные газопоказания по газовому каротажу, из скважины Уренгойской 673 с глубин 5250 м и 5100 м получены притоки газа дебитом, соответственно 0,75 и 0,18 тыс.м<sup>3</sup>/сут, в скважинах 336 и 414 Уренгойской и 14 Геологической площадей на глубинах 4910 м, 4860 м и 5000 м выявлены притоки пластовых вод дебитом 3,21; 1,03 и 0,36 м<sup>3</sup>/сут, приток сильно обводненной нефти дебитом 0,02 м<sup>3</sup>/сут (вода – 0,5 м<sup>3</sup>/сут) получен в скважине Геологическая 14 с глубины 4910 м.

Шараповский подкомплекс представлен пластами ЮГ<sub>13-17</sub>. Испытания выявили слабый приток газа в скважине Уренгойской 266 (глубина 4670 м), повышение газопоказаний в интервале 5100 – 5130 м в разрезе СГ-6, а также притоки газа дебитом 0,46 и 0,47 тыс. м<sup>3</sup>/сут. с глубин 5210 м и 4850 м из скважин Ево-Яхинская 358 и Уренгойская 673.

Кроме того, в скважинах 414 и 673 Уренгойской площади получены притоки газа с пластовой водой: 2,1 тыс.м<sup>3</sup>/сут. газа и 8,8 м<sup>3</sup>/сут. воды с глубины 4580 м; 0,35 тыс.м<sup>3</sup>/сут. газа и 1,24 м<sup>3</sup>/сут. воды с глубины 4650 м. Нефтепроявления выявлены в разрезе скважины Уренгойская 282. Здесь получен приток нефти дебитом 2,9 м<sup>3</sup>/сут. и пластовой воды – 18,6 м<sup>3</sup>/сут.

В скважинах Восточно-Таркосалинская 299, Комсомольская 198, Комсомольская 199, Надымская 7, Северо-Толькинская 304, Черничная 46, Юбилейная 200, Южно-Русская 21, Ево-Яхинская 356, Западно-Таркосалинская 99, Самбургская 700, Уренгойская 410, Уренгойская 411, Южно-Русская 24 испытания в триас-нижнеюрских отложениях либо не проводились, либо был получен отрицательный результат.

Стратиграфический объем юрских нефтегазоносных комплексов соответствует юрской системе, включающей в себя нижний, средний и верхний отделы (от плинсбах-тоарского до волжского веков).

Нижне-среднеюрский НГК слагается преимущественно континентальными отложениями мощностью до 1 км, залегает на глубинах 2,8 км, перекрыт региональной толщей глин келловейского возраста. В его составе выделяется ряд подкомплексов (джангодско-лайдинский, вымско-леонтьевский, малышевский), которые могут отождествляться с самостоятельными резервуарами сложного строения.

Покрышка над комплексом сложена на востоке глинами точинской свиты, в центре – глинами нижневасюганской подсвиты, мощностью соответственно 40 – 70 и 20 – 50 м. На западе, где песчано-алевролитовые породы оксфорда (васюганской свиты) замещаются глинами, мощность покрышки резко увеличивается до 100 – 250 м; ее образуют глины от келловейского до валанжинского яруса.

Основные пласты-коллекторы Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> литологические не выдержанные, с относительно невысокими свойствами.

Васюганский (верхнеюрский) НГК складывается морскими песчано-алевролитовыми породами васюганской (на западе), сиговской и яновстанской (на востоке) свит. Глубина его залегания изменяется от 2,6 – 2,9 км на приподнятых участках до 3,2 – 3,5 км в депрессиях.

Верхнеюрско-нижнемеловая суперрегиональная покрывка, экранирующая залежи УВ в регионально продуктивном пласте Ю<sub>1</sub>, распространена повсеместно и сложена разными глинами: на западе – алевролитовыми глинами георгиевской свиты мощностью до 20 м, битуминозными глинами баженовской свиты и слабобитуминозными глинами берриасса, а в тех разрезах, где отсутствует песчано-алевролитовая ачимовская толща – дополнительно глинами нижнего валажина мощностью 100 – 300 м; на востоке покрывку образуют слабобитуминозные и небитуминозные глины кимеридж-берриасского возраста, мощностью 200 – 250 и более метров.

Васюганский НГК распространен почти на всей описываемой территории за исключением северных частей Северного свода и Етыпурского мегавала, где проходит граница глинизации проницаемых пород комплекса.

Песчаные пласты Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>2</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>3</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>4</sup><sub>1</sub> имеют широкое площадное распространение, последовательно (снизу вверх) выклиниваясь в западном направлении.

Несмотря на низкую изученность, в отложениях васюганского НГК открыто более 60 залежей. 50 залежей приурочено к ловушкам структурного типа, осложненным в ряде случаев тектоническими нарушениями.

В пределах Северного мегавала (Надым-Пурская НГО) нижнеюрские отложения представлены котухтинской свитой толщиной 160 – 330 метров. Здесь выделен пласт-коллектор Ю<sub>10-11</sub> позднеплинсбахского возраста. В разрезе скважины № 99 З-Таркосалинской площади наблюдаются более

древние отложения верхней части ягельной пачки береговой свиты. Среднеюрские отложения представлены полигенетическими образованиями, включающими в себя преимущественно континентальную тюменскую свиту и породы морского генезиса нижневасюганской подсвиты. Тюменская свита (аален-ранний келовей) общей мощностью около 350 м разделяется соответственно на 3 подсвиты (мощности 80, 150 и 120 метров каждая), в которых выделены соответственно пласты-коллекторы Ю<sub>7-9</sub>, Ю<sub>5-6</sub> и Ю<sub>2-4</sub>. В верхней части нижней подсвиты выделяется радомская глинистая пачка, служащая репером для отражающего горизонта Т<sub>2</sub>. Характерной чертой основного продуктивного горизонта тюменской свиты Ю<sub>2</sub> является его связь с субрегиональной келовейской трансгрессией моря. С этой границей смены континентального режима осадконакопления на прибрежно-морской отождествляется отражающий горизонт Т<sub>1</sub>. Нижневасюганская подсвита (келовей) толщиной около 50 метров залегает на породах тюменской свиты несогласно. Верхнеюрские отложения (оксфорд-кемеридж-волжский) представлены верхневасюганской подсвитой мощностью около 30 метров (с основным продуктивным горизонтом Ю<sub>1</sub> и с преобладанием в верхней части песчаного материала), георгиевской свитой мощностью около 20 м (черные агриллиты и алевролиты), а также баженовской свитой мощностью от 40 до 80 метров. Граница выклинивания баженовской свиты с запада на восток практически совпадает с границей между Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. Характерной чертой свиты является наличие в глинистых отложениях ряда площадей в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств залежей УВ, а также то, что свита отождествляется с основным региональным сейсмическим отражающим горизонтом Б для большей части территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.



На востоке в пределах большей части данной территории (Харампурско-Часельская зона поднятий, Русско-Часельский мегавал, Хадырьяхинская моноклираль) юрская система представлена худосейской, тюменской, точинской, сиговской и яновстанской свитами. Худосейская свита (плинсбах-тоар-аален) имеет мощность около 180 метров и в зависимости от преобладания глинистого или песчанистого материала разделена на 2 подсвиты, в верхних частях которых соответственно выделены глинистая тогурская пачка и радомская пачка аргиллитов. Тюменская свита (аален-байос-бат-нижний келовой) имеет мощность около 500 метров. Продуктивные горизонты Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> приурочены к верхам тюменской свиты. Точинская свита (келовой-низы оксфорда) представлена аргиллитами с прослоями алевролитов, реже песчаников, имеет мощность около 50 метров. Сиговая свита мощностью 150 метров представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Здесь находятся основные продуктивные горизонты (от Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> до Ю<sub>1</sub><sup>5</sup>) рассматриваемой территории. Яновстанская свита (кимеридж-волжский и низы барриаса) толщиной до 160 метров согласно залегает на отложениях сиговой свиты.

В северо-восточных районах ниже-среднеюрский разрез представлен морскими отложениями, характерными для разреза юры на Ямальском и Гыданском полуостровах. Здесь выделяются 7 свит: зимняя, ясвинская, джангодская, майдинская, вымская, леонтьевская и малышевская. Верхнеюрские отложения представлены также точинской, сиговской и яновстанской свитами.

Территория исследования находится в пределах Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [97]. Изученность юрских НГК достаточно высока в центральных районах и несколько ниже на северо-востоке. Плотность глубокого бурения на Вынгаяхинском, Харампурском, Етыпурском, Губкинском, Фестивальном

месторождениях позволила не только подготовить их к промышленному освоению, но и начать их разработку (Вынгаяхинское месторождение).

Всего в пределах территории региональными сейсмическими работами выявлено и подготовлено по поверхности юрских отложений более 150 локальных структур, на 75% из которых юрский НГК был вскрыт хотя бы одной скважиной, т.е. имеется достаточно большой фактический материал для детального вероятностно-статистического анализа. Характерной особенностью проводимых здесь поисково-разведочных работ является практически повсеместный ввод в глубокое бурение крупных по площади локальных поднятий. Структуры, не вовлеченные в глубокое бурение по площади, как правило, не превышают 25 – 30 км<sup>2</sup>. На настоящее время в юрских НГК открыто более 90 залежей (37 нефтяных, 19 нефтегазоконденсатных, 21 газоконденсатная и 14 газовых). Из этих залежей 13 приурочены к тюменской свите (пласты Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub>), остальные 78 относятся к васюганской или сиговской свитам верхней юры (группа продуктивных пластов Ю<sub>1</sub>). Установленные залежи являются как пластово-сводовыми, так и связанными с литологическими и тектоническими экранами. Пластовые температуры для обоих юрских подкомплексов мало отличаются друг о друга и в зависимости от глубины залегания изменяются от 80 до 105°С. Мощности продуктивных пластов (как Ю<sub>2</sub>, так и Ю<sub>1</sub>) редко превышают 10 – 15 метров, а для пластов Ю<sub>1</sub><sup>а</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>б</sup>, Ю<sub>1-1</sub> и других более характерны песчаные пропластки мощностью в 4 – 5 метров.

Фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта тюменской свиты (Ю<sub>2-3</sub>), особенно в Надым-Пурской НГО, несколько ниже, чем в продуктивных пластах васюганской и сиговской свит. В среднем пористость здесь составляет 11 – 15%, проницаемость от 0,01 до 120 мд. Также здесь характерно наличие АВПД, обусловленное возникновением хорошо замкнутой «запакованной» системы, вовлеченной

новейшими тектоническими движениями в широкомасштабный подъем территории.

Дебиты в основном невелики, как для тюменской свиты, так и для васюганской или сиговской, и редко превышают 10 м<sup>3</sup>/сут. На всей территории покровкой для продуктивных пластов Ю<sub>2</sub> служат глинистые отложения нижневасюганской подсвиты, либо нижней части точинской свиты. Региональной глинистой покровкой для верхнеюрских залежей в Надым-Пурской НГО является баженовская свита, а в Пур-Тазовской – отложения верхнесиговской и яновстанской свит. Основные продуктивные пласты группы Ю<sub>1</sub> на данной территории представлены повсеместно, граница их замещения на глинистые отложения абалакской свиты проходит западнее Верхнепурпейской площади.

Тюменская свита характеризуется относительно повышенным содержанием изотопа <sup>13</sup>C в ОВ преимущественно гумусовой породы и изотопа <sup>12</sup>C в битумоидах ( $\delta^{13}C_{орг} = -28 \div -24 \text{ ‰}$ ;  $\delta^{13}C_{б\text{хл}} = 2 - 3 \text{ ‰}$ ).

В составе битумоидов, как правило, понижена концентрация н-алканов, среди которых преобладают высокомолекулярные ( $n-C_{\geq 21}$ ), повышена доля нечетных.

Васюганская свита отличается наибольшими значениями содержания тяжелого изотопа <sup>13</sup>C в составе ОВ смешанного типа и битумоидов. Среди н-алканов преобладают ( $n-C_{21-23}$ ) нечетные высокомолекулярные для четными.

Отложения васюганской и тюменской свит обладают умеренным нефтематеринским материалом. Фациальные особенности и геохимические параметры ОВ позволили считать, что значительными нефтематеринскими свойствами обладали алевропелитовые породы пурской свиты, обогащенные ОВ (до 5%), с повышенной битуминозностью пород. Сильная катагенетическая трансформация, которую испытало ОВ пурской свиты, способствовала миграции ОВ в более высокозалегающие

горизонты. Большая часть мезозойского разреза обладает высоким потенциалом и находится в условиях ГЗН и главной зоны газообразования. Для ГЗН, где находятся породы (нижний мел – средняя юра), характерны относительно повышенные значения генетического потенциала ( $\sim 6$  кг/т породы) и микронефти (1,5 кг/т породы), относительно высокий углеродный коэффициент (3%). В ГЗГ резко (почти в 20 раз) снижаются значения генетического потенциала и микронефти. Подобные изменения структуры керогена отражают истощение нефтематеринского потенциала с последовательным уменьшением в его составе водорода по мере развития катагенетических процессов и обуславливают газообразование. Вероятно, часть разреза (самые низы тюменской свиты и котухтинская свита) можно интерпретировать как зону преимущественно газоконденсатообразования. Нижняя часть разреза (нижняя юра – нижний триас) на глубине свыше 5 км является зоной газообразования. В результате моделирования термической истории бассейна установлено, что генерация углеводорода в породах и их катагенез определяются температурной историей свит. Отложения триаса и отчасти нижней юры испытали тепловое воздействие интрузий.

На основании вышесказанного можно сделать вывод о том, что триасовые и юрские отложения на территории Надым-Пур-Тазовского междуречья могут быть перспективными объектами для проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. В то же время, несмотря на большое количество фактических данных, полученных при бурении Тюменской СГ-6, среди исследователей до сих пор нет единого мнения о перспективах нефтегазоносности именно триас-нижнеюрских отложений. Так, по мнению И.Д.Поляковой [79], развитие рифтовой системы создало огромный энергетический импульс для «лавиного» нефтегазообразования. Однако, нефтегенерационный потенциал комплекса пород нижней юры и триаса уже значительно исчерпан, и поэтому основные перспективы

поисков связаны с установлением скоплений газообразных УВ. Результаты исследований термохроматографических газов, проведенных Г.И.Титовой, также свидетельствуют о преобладании процессов газогенерации. По данным Н.В.Лопатина [66], степень катагенетической преобразованности органического вещества триас-нижнеюрских отложений не позволяет говорить о сколько-нибудь значительных процессах образования нефтяных УВ. В то же время, создаются вполне благоприятные условия для генерации УВ газов. Коллективом авторов под руководством А.Э.Конторовича [95] была выполнена количественная оценка начальных, прогнозных и перспективных ресурсов нефти и свободного газа по стратиграфическим комплексам для северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (табл.1.1). Так, согласно прогнозной оценке, по состоянию на 01.01.93 г. начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти в отложениях мезозоя и палеозоя составляют около 7,9 млрд. т. При этом ресурсы нефти ниже-среднеюрского комплекса составляют 13,5%; в отложениях доюрского комплекса, предположительно, содержится 2,3% от суммы ресурсов. Однако, авторы отмечают, что с учетом высокой степени катагенеза органического вещества этих стратиграфических комплексов не исключена завышенная оценка ресурсов нефти.

По данным, приведенным в табл.1.1, автором выполнено сопоставление начальных ресурсов нефти –  $Z_{н}$ , газа –  $Z_{г}$  с перспективными ресурсами нефти –  $Z'_{н}$ , газа –  $Z'_{г}$  путем построения уравнения регрессии  $Z'_{н}, Z'_{г}$  от  $Z_{н}, Z_{г}$ .

Получены следующие уравнения регрессии:

$$Z'_{н} = 3,37 + 0,76 Z_{н}, \text{ при } r = 0,91; t_p > t_l.$$

$$Z'_{г} = 4,38 + 0,64 Z_{г}, \text{ при } r = 0,89; t_p > t_l.$$

Отсюда видно, что связи между начальными и перспективными ресурсами как по нефти, так и по газу связаны между собой достаточно надежными корреляционными зависимостями. По выше-приведенным

Таблица 1.1.

Распределение начальных, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа (%)  
по стратиграфическим комплексам Западной Сибири (по Конторовичу и др.)

Нефтегазоносный комплекс	Нефть			Газ		
	Ресурсы			Ресурсы		
	Начальные – $Z_n$	Перспективные и прогнозные – $Z'_n$	и	Начальные – $Z_r$	Перспективные и прогнозные – $Z'_r$	и
Сенонский	–	–	–	1,9	2,4	5,6
Сеноманский	17,1	11,3	16,4	46,6	32,2	34,5
Аптский	0,5	0,6	3,7	10,1	7,6	11,1
Неокомский	37,1	29,3	31,7	19,9	18,3	17,3
Ачимовский	14,4	19,6	14,4	4,8	6,9	7,5
Васюганский	15,1	17,8	14,9	1,3	2,4	5,2
Нижне-среднеюрский	13,5	18,5	13,5	12,2	23,5	12,3
Доюрский	2,3	2,9	5,1	3,2	6,7	6,5

зависимостям вычислены значения перспективных и прогнозных ресурсов по нефти –  $Z'_n$  и по газу –  $Z'_r$  (табл.1.1). Из табл. видно, что по нефти максимальные различия наблюдаются для нижних, наиболее слабо изученных комплексов; по газу сильные отличия имеются для высочанского и нижне-среднеюрского НГК. Приведенные данные показывают, что именно в данных слабо изученных комплексах сосредоточены основные ресурсы по нефти и по газу, а, следовательно, именно эти комплексы требуют детального геологического изучения.

В заключении необходимо отметить, что геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья трактуются неоднозначно (особенно это касается триасовых отложений), что требует проведения дополнительных исследований. В то же время, история геологического развития указывает на достаточно благоприятные условия для поисков в этих отложениях залежей нефти и газа. По мнению автора данной работы необходимо выполнить обобщение имеющегося фактического материала по нефтегазоносности этих отложений с обязательной вероятностно-статистической обработкой, что будет произведено в дальнейших главах этой работы.

## 2. СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТРИАС-ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Глубокопогруженные триас-юрские отложения в пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья, являются одним из важнейших источников прироста запасов углеводородного сырья [12,48,49,50]. Однако вопрос о перспективности этих отложений не может рассматриваться в отдельности от проблемы выявления дальнейших перспектив нефтегазоносности данного региона в целом. Ее позитивное решение зависит, во-первых, от достоверного определения ареалов активного нефтегазообразования и, во-вторых, от точности прогноза перспективных резервуаров и ловушек УВ.

Используемая в настоящее время научная гипотеза осадочно-миграционного образования углеводородов (УВ) [16] не всегда объясняет многих особенностей размещения их скоплений, выявленных в пределах конкретных площадей севера Западно-Сибирской НГП [33]. С одной стороны, это наличие поясов нефтегазонакопления и залежей УВ в тех комплексах, где присутствие нефтегазоматеринских пород однозначно не устанавливается. С другой стороны, в ряде случаев наблюдаются скопления УВ там, где даже процессы нефтегазообразования прослеживаются достаточно слабо.

Эта научная гипотеза, базирующаяся на региональных закономерностях изменения пластовых температур в недрах конкретного бассейна и содержании органического вещества (ОВ) в нефтегазоматеринских толщах, не всегда объясняет локализованного размещения скоплений УВ. Установленная статистическая связь между термобарическими условиями в недрах, наличием нефтегазоматеринских пород и числом залежей УВ (понятия о главных фазах и зонах нефте- и газообразования) не всегда отражает, по мнению автора данной работы, генетику формирования залежей УВ.



Касаясь вопроса нефтегазоносности севера Западной Сибири, отметим, что недостаточно объяснимыми с позиций осадочно-миграционной гипотезы нефтегазообразования являются, например, установленные закономерности размещения скоплений газа в сеноманском комплексе данного бассейна. Газовые залежи, локализующиеся в его северной части, испытавшей активное неотектоническое воздымание, залегают гипсометрически ниже одновозрастных отложений в южном районе. Поэтому генетическая связь органического вещества сеноманских отложений и скоплений газа, декларируемая рядом исследователей, выглядит крайне неубедительной. Гораздо логичнее предполагать существование связи между дегазацией пластовых вод и амплитудой неотектонического воздымания, что подтверждено фактическими данными [44,47,62,63].

В ряде случаев наличие крупных скоплений УВ также не может быть достоверно объяснено с позиций осадочно-миграционной гипотезы. Например, почему отложения нижней и средней юры Красноленинского района практически полностью нефтенасыщены, а Талинское месторождение в шеркалинской свите является гигантским по запасам нефти, хотя в смежных районах в нижней юре отсутствуют даже нефтепроявления при практически идентичных термобарических условиях?

Почему линзовидные резервуары ачимовской толщи, залегающие непосредственно над уникальной в нефтематеринском отношении битуминозной баженовской свитой (верхняя юра – низы неокома), не являются регионально продуктивными [116,117], а массовые нефтегазопроявления связаны с кровлей тюменской свиты, залегающей ниже?

Поэтому в данном разделе работы будут рассмотрены показатели нефтегазоносности не только с позиций научной гипотезы осадочно-

миграционного происхождения УВ, но и с позиций неорганического синтеза УВ.

Первоначально кратко рассмотрим показатели осадочно-миграционного происхождения нефти, затем более подробно – неорганического синтеза. Это сделано потому, что данные по первому направлению широко представлены в литературе, по второму – достаточно редки.

Содержание органического вещества (ОВ) –  $C_{орг}$  определяет генерационный потенциал отложений. В пределах триас-юрских отложений территории Надым-Пур-Тазовского междуречья ОВ находится преимущественно в рассеянном состоянии. Концентрация ОВ изменяется по разрезу и площади крайне неравномерно – от десятых долей до первых десятков процентов. Сложность определения ОВ заключается в том, что концентрации ОВ можно определить только по образцам керна, который по разрезу отбирается выборочно. Поэтому для оценки количественного потенциала ряд исследователей предлагают использовать зависимость между содержанием ОВ и плотностью пород [130] или зависимость между содержанием ОВ и глинистого материала. При этом отметим, что при сопоставлении обычно используют не ОВ, а его составную часть – органический углерод ( $C_{орг}$ ), который составляет 73 – 77% ОВ, определяемую путем прямых лабораторных исследований. Автором данной работы использовалась методика, где оценивается взаимосвязь между содержанием  $C_{орг}$  и двойного разностного параметра гамма-активности –  $\Delta J_j$ . Уравнение зависимости имеет следующий вид:

$$C_{орг} = 1,99 + 5,09 \Delta J_j.$$

По данной зависимости была построена карта изменения  $C_{орг}$  триас-юрских отложений, анализ которой показывает, что высокое содержание ОВ указывает на благоприятные условия нефтегазообразования в триас-юрских отложениях. Показатель  $C_{орг}$  будем использовать при построении

геолого-математических моделей. А.Н.Башковым [9] на основе распределений ОВ в пределах триас-юрских отложений выделено три объекта с различным генерационным потенциалом:

1. Отложения баженовской и георгиевских свит с сапропелевым типом ОВ, находящиеся на стадии катагенеза МК<sub>3</sub>, что соответствует подзоне газоконденсатообразования.

2. Отложения васюганской, тюменской и верхов котухтинской свит с гумусовым ОВ, преобразованным до стадии МК<sub>4</sub>, находящейся в ГЗГ.

3. Отложения пурской свиты с гумусовым типом ОВ, преобразованным до стадий АК<sub>2</sub> – АК<sub>3</sub>, что соответствует глубинной зоне газообразования.

Степень катагенеза ОВ пород отражает уровень превращенности ОВ. Многочисленные исследования, выполненные такими учеными, как Н.В.Лопатин, Т.П.Емец [39, 40, 66], В.И.Ермаков, В.А.Скоробогатов [41, 42], и многими другими, показали, что степень катагенетического преобразования ОВ мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты закономерно увеличивается сверху вниз по разрезу, а в разновозрастных толщах – от периферии к центральным и северным районам по мере их погружения.

В работе [9,10,34] выполнено научное обоснование нефтегазоносности глубокопогруженных триас-нижнеюрских отложений территории Надым-Пур-Тазовского междуречья. В работе показано, что изучение характера распределения ряда показателей нефтегазоносности позволило авторам выявить закономерности их изменения с глубиной и по площади. Так, характер изменения концентраций  $C_{орг}$  в пределах триас-нижнеюрских отложений соответствует смене литологического состава пород и увеличивается во внутренней зоне и на западном борту Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, где доля глинистых разностей в разрезе часто значительно выше – от десятых долей до первых десятков

процентов. При этом в пределах исследуемой территории были выделены нефтегазоматеринские свиты с плотностью содержания ОВ более 1 млн. т/км<sup>2</sup>, то есть отложения, которые могли дать промышленные скопления УВ. Наиболее высокая доля ОВ в разрезе этих свит отмечается во внутренней части Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта и его западной прибортовой зоне, где она достигает 30 – 35%, на остальной территории этот показатель не превышает 15 – 20%. С учетом преобладания в разрезе гумусового и смешанного сапропелево-гумусового типов ОВ авторы предполагают, что в условиях соответствующих стадий катагенеза могут генерироваться в основном газовые и газоконденсатные УВ. По их данным степень битуминозности в пределах триас-нижнеюрских отложений изменяется от долей единиц в нижней части разреза до 10% и отражает развитие по площади очагов генерации, основным из которых является зона развития Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, поэтому падение концентраций битумоидов отмечается в основном по мере удаления от его осевой части. Невысокие значения показателя связаны с исчерпанием породами нефтегенерационного потенциала.

Исследования по изучению изменения отражательной способности витринита ( $R^\circ$ ) с глубиной позволили авторам работы [7] выделить 4 группы этих соотношений: при мощности осадочного чехла ( $m^\circ$ ) до 5 км (первая группа), при мощности  $m^\circ$  от 5 до 6 км (вторая группа), при  $m^\circ$  от 6 до 7 км (третья группа) и при  $m^\circ > 7$  км (четвертая группа).

К первой группе относятся западная, юго-западная и юго-восточная часть исследуемой территории (Медвежья, Надымская, Комсомольская, Харампурская, Кынская, Южно-Русская, Черничная). Для этой группы характерен самый высокий градиент прироста  $R^\circ$  – 0,133°/100 м. Коэффициент корреляции между  $R^\circ$  и глубиной ( $H$ ) составляет 0,83. Ко второй группе относятся Юбилейная, Уренгойская, Восточно-Таркосалинская структуры. Здесь палеотемпературный градиент

значительно ниже, чем в первой группе и составляет  $0,082^\circ/100\text{м}$ ;  $r = 0,95$ . К третьей группе относятся Пырейное, Геологическое, Заполярное и Тазовское поднятия, здесь градиенты ниже, чем в двух предыдущих группах –  $0,078^\circ/100\text{ м}$ ; при  $r = 0,98$ . Четвертая группа захватывает территорию Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта севернее Пырейской площади, а затем расширяется к северу. Здесь самый низкий прирост  $R^\circ$  –  $0,076^\circ/100\text{ м}$ ; при  $r = 0,9$ . Авторы данной работы [7] считают, что палеотемпературный градиент в триас-юрских породах закономерно уменьшается по мере погружения основания осадочного чехла, что в значительной мере объясняет растянутость зональности катагенеза в зонах развития прогибов. Автором данной работы в пределах выделенных четырех зон сопоставлены значения  $R^\circ$ ,  $H$  с открытой пористостью пород ( $m$ ). В результате проведенного корреляционного анализа было установлено, что величина  $m$  по всем данным связана с  $R^\circ$  при  $r = -0,70$ ;  $t_p > t_i$ ; с  $H$  – при  $r = -0,75$ ;  $t_p > t_i$ . Для первой группы  $r$  между  $m$  и  $R^\circ$  равно  $-0,71$ ;  $r$  между  $m$  и  $H$   $-0,82$ ; связи статистически значимы. Для второй группы связь между  $m$  и  $R^\circ$  равна  $-0,74$ ; между  $m$  и  $H$   $-0,86$ ; связи также статистически значимы. Для третьей зоны значение  $r$  между  $m$  и  $R^\circ$  равно  $-0,87$ ;  $t_p > t_i$ ; между  $m$  и  $H$   $-0,86$ ;  $t_p > t_i$ . Корреляционные связи между  $m$  и  $R^\circ$  для четвертой зоны составляют  $-0,76$  ( $t_p > t_i$ ) и между  $m$  и  $H$  также  $-0,76$ .

Кроме этого, построены многомерные зависимости  $m$  от  $H$  и  $R^\circ$  с помощью пошагового регрессионного анализа. В целом по всем данным величина  $m$  зависит только от  $H$  следующим образом:

$$m = 18,04 - 0,00265H; r = 0,74; t_p > t_i.$$

Для первой группы:

$$m = 23,9 - 0,005H + 2,111 R^\circ; \text{ при } R = 0,84; F_p/F_t = 9,6; p < 0,0002.$$

Для второй группы:

$$m = 24,4 - 0,005H + 3,160 R^\circ; \text{ при } R = 0,88; F_p/F_t = 46,3; p < 0,0000.$$

Для третьей группы:

$$m = 16,66 - 2,698 R^0 - 0,0014H; \text{ при } R = 0,88; F_p/F_t = 18,4; p < 0,0000.$$

Для четвертой группы:

$$m = 15,62 - 1,711 R^0 - 0,0012H; \text{ при } R = 0,77; F_p/F_t = 16,7; p < 0,0000.$$

Анализ полученных многомерных уравнений регрессии показывает, что для первой группы на величину  $m$  влияет только  $H$ , затем  $- R^0$ , для третьей и четвертой групп – вначале  $R^0$ , затем  $- H$ .

Таким образом, породы триаса и юры в зонах меньшей мощности могут быстрее исчерпать нефтегазоносный потенциал при высоких коллекторских свойствах, в отличие от зон с высокой мощностью осадочного чехла, где наблюдается значительное снижение коллекторских свойств пород.

Степень битуминозности пород триас-юрского возраста изменяется от долей единиц до 10%. Невысокие значения показателя связаны с истощением породами нефтегенерационного потенциала. Распределение битумоидного коэффициента указывает на развитие процессов эмиграции и вторичной миграции. По территории Надым-Пур-Тазовского междуречья отмечается рост битуминозности в северном направлении.

По мнению А.А.Башкова [8] в триасовых и юрских отложениях Надым-Пур-Тазовского междуречья существовали благоприятные условия для генерации жидких и газообразных УВ, определяемые широким развитием НГМП с повышенным содержанием ОВ. Наиболее благоприятные условия для нефтегазообразования сформировались в зонах, примыкающих к Колтогорско-Уренгойскому грабен-рифту.

В целом генерационный потенциал триас-юрских отложений высок, но основная часть пород уже вышла из ГФН и в настоящее время находится в главной зоне газообразования.

Палеотемпературы характеризуют максимальный уровень прогрева отложений в течение всей геологической истории их развития.

Количественным показателем может служить отражательная способность витринита ( $R^o$ ). Как было отмечено выше, значения  $R^o$  позволяют определить категенез ОБ пород не только с точки зрения процессов генерации УВ, но и их сохранности в той или иной фазе.

В настоящее время большинство ученых считают [66, 133], что нижний предел нефтегазоносности отвечает подстадии мезокатагенеза, градации МК<sub>5</sub>, соответствующей углям марки ОС ( $R^o = 1,55$ ), что соответствует палеотемпературам от 150 до 220°C.

В пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья нижняя граница существования нефтяной фазы вычислялась по формулам, приведенным в работе [7]. Результаты вычисления показали, что нижняя граница существования нефтяной фазы располагается в интервале глубин от 4100 до 4600 м. Максимальные значения наблюдаются для северной части территории, а также в зоне Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. В южном направлении, а также к бортам Западно-Сибирской плиты происходит уменьшение данного показателя. Согласно выполненным расчетам граница на большой территории проходит по нижнеюрским отложениям и лишь в северной части Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта и на его бортах приурочена к породам средней юры. В целом по данной территории все интенсивные нефтепроявления располагаются выше определенного диапазона глубин. В дальнейшем при разработке геолого-математических моделей прогноза нефтегазоносности триас-юрских отложений этот показатель будет использован.

История развития и строение триасовой рифтовой системы Западной Сибири детально описаны в трудах С.В.Аплокова, Ю.Т.Афанасьева, В.В.Белюсова, В.С.Бочкарева, В.П.Гаврилова, В.С.Дружинина, О.Г.Жеро, Е.В.Каруса, С.В.Крылова, П.К.Куликова, Н.Я.Каруса, Н.Я.Кумена, И.И.Нестерова, М.Я.Рудкевича, Л.В.Смирнова, В.С.Суркова, А.А.Трофимука, В.Е.Хаина, А.Л.Яншина и др. В Западной Сибири в

результате рифтогенеза образовалась система грабен-рифтов субмеридианального, широтного и диагонального направлений (Уренгойско-Колтогорский, Худосейский и др.), выделенная в фундаменте плиты по геофизическим, геологическим и морфологическим данным.

Рифтогенная модель Западной Сибири и связь рифтогенеза с нефтегазоносностью достаточно детально рассмотрены группой исследователей (А.А.Нежданов и др.) в работе [77]. Здесь только лишь отметим, что в результате рифтогенеза образовалась система грабен-рифтов различных направлений. Грабен-рифты в морфологическом отношении представляют собой депрессионные зоны с широким распространением сбросов по бортам, с амплитудой прогибов по кровле верхней юры относительно смежных поднятий от 100 до 300 м. Отметим, что крупнейшим в Западной Сибири является Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт.

Развитие триасовой рифтовой системы способствовало формированию наиболее крупных и высокоамплитудных поднятий. Например крупные валы: Уренгойский, Пурпейский, Русский, Тагринско-Варьеганский, Янбургско-Харвутинский расположенных в непосредственной близости от грабен.

В связи с этим автором данной работы изучены амплитуды более 100 поднятий на территории Надым-Пур-Тазовского междуречья, из которых около половины нефтегазоносны в юрских отложениях, а остальные не содержат залежей нефти и газа. Было выполнено сопоставление значения амплитуд по кровле юрских отложений  $A_j$  с расстоянием от центра структуры до Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта  $L_{\text{рифт}}$  и углом между направлением длинной оси структуры и направлением Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта  $\alpha_{\text{рифт}}$  [115]. В результате корреляционного анализа без учета нефтегазоносности по всем структурам была получена следующая линейная многомерная зависимость:



$$A_j = 90,95 - 0,14 L_{\text{рифт}} - 0,65 \alpha_{\text{рифт}}, \text{ при } R = 0,41; F_p/F_t = 1,6; p < 0,05.$$

Для нефтегазоносных структур данная связь имеет следующий вид:

$$A = 124,3 - 0,61 \alpha_{\text{рифт}} - 0,33 L_{\text{рифт}}, \text{ при } R = 0,54; F_p/F_t = 1,9; p < 0,01.$$

Для структур, не содержащих в верхнеюрских отложениях скоплений УВ, уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$A = 40,8 - 0,31 L_{\text{рифт}} + 0,03 \alpha_{\text{рифт}}, \text{ при } R = 0,29; F_p/F_t = 1,1; p < 0,07.$$

Анализ данных уравнений регрессии показывает, что при прочих равных условиях на амплитуду нефтегазоносных структур практически равное влияние оказывают как показатель  $\alpha_{\text{рифт}}$ , так и  $L_{\text{рифт}}$ , при увеличении которых амплитуда закономерно уменьшается. Для пустых структур влияние на амплитуду величин  $\alpha_{\text{рифт}}$  и  $L_{\text{рифт}}$  значительно меньше, что видно из сравнения угловых членов при этих показателях, при этом значения этих членов имеют разные знаки. Таким образом, видно, что на  $A$  величины  $\alpha_{\text{рифт}}$  и  $L_{\text{рифт}}$  воздействуют по-разному в зависимости от нефтегазоносности.

Ю.Т.Афанасьев [5] связывал влияние рифтов на формирование месторождений нефти и газа в Западной Сибири, объясняя это образованием глубинных разломов и зон повышенной трещиноватости на границах рифтов, по которым происходила миграция УВ из глубоких слоев земной коры.

Автором данной работы изучена вероятность нефтегазоносности верхнеюрского НГК  $P_{j3}$  в зависимости от величины  $L_{\text{рифт}}$  и расстояния от центра структуры до ближайшего разлома –  $L_p$  [115].

Получена следующая многомерная зависимость:

$$P_{j3} = 0,67 - 0,003 L_p - 0,002 L_{\text{рифт}}, \text{ при } R = 0,43; F_p/F_t = 1,93; p < 0,03.$$

Анализ данной зависимости показывает, что при увеличении величины  $L_p$  и  $L_{\text{рифт}}$  вероятность уменьшается. При  $L_p = 0$ ,  $L_{\text{рифт}} = 0$ ,

значение  $P_{jз} = 0,67$ , что свидетельствует о том, что действительно показатели  $L_p$  и  $L_{рифт}$  контролируют нефтегазоносность верхнеюрского нефтегазоносного комплекса.

В работе [77] на основании анализа «Карты размещения месторождений нефти, газа и конденсата относительно рифтогенных зон Западной Сибири» делается вывод о том, что практически все крупные залежи нефти, газа и конденсата приурочены к межрифтовым поднятиям, либо находятся непосредственно в пределах рифтоподобных структур. Действительно, Уренгойское, Северо-Уренгойское, Ямбургское, Тазовское, Заполярное, Русское, Южно-Русское, Береговое, Харампурское месторождения расположены в непосредственной близости от Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта. В то же время месторождения, расположенные вблизи изолированных рифтоподобных прогибов (Промысловое, Черничное, Термокарстовое, Ютырмальское, Толькинское, Акайтёмское) имеют незначительные запасы нефти и газоконденсата.

На западной части рассматриваемой территории (между реками Обь и Надым), где проявления рифтогенеза весьма незначительны, в пределах рифтоподобных структур открыты небольшие по размерам Южно-Хулымское и Среднехулымское нефтяные месторождения. А на структурах, расположенных вне рифтоподобных образований месторождений УВ не было выявлено.

Таким образом авторы монографии [77] предлагают рассматривать наличие рифтов и рифтоподобных структур как признак, необходимый для формирования скоплений углеводородов.

В связи с этим автором данной работы выполнена статистическая оценка определения наличия связей между расположением рифтов и рифтоподобных структур и месторождениями углеводородов [115]. Для этого, исходя из соотношений размеров месторождений УВ, рифтов и размера площади исследований, эмпирическим путем был определен

размер элементарного квадрата, в пределах которого нужно определять значения изучаемых показателей. Располагая общей площадью территории исследований и размерами квадрата, было определено, что их количество для исследуемой территории составляет 33. В пределах каждого из квадратов были определены площади нефтегазоносности –  $S_n$  (км<sup>2</sup>), распространение рифтов и рифтоподобных тел –  $S_R$  км<sup>2</sup>), а также средняя глубина кровли верхней юры –  $H_j$  (км).

В дальнейшем была выдвинута гипотеза о том, что значения  $S_n$  зависят от величины  $S_R$  и  $H_j$ . В результате реализации пошагового регрессионного анализа получена следующая статистическая модель:

$$S_n = 0,30 S_R - 14,5 H_j - 40,30, \text{ при } R=0,63; F_p/F_t=4,34; p<0,004.$$

Анализ статистических характеристик, а также корреляционного поля реальных и модельных  $S_n$  показывает, что действительно значение  $S_n$  зависит от  $S_R$  и  $H_j$ . Визуальный анализ взаимного расположения рифтов, рифтообразных тел и месторождений УВ показывает, что максимальные их концентрации находятся в центральной части района исследований, минимальные – по периферии. Для изучения данного явления было рассмотрено три варианта взаимосвязей между  $S_n$ ,  $S_R$  и  $H_j$ . Первый вариант заключался в изучении изменения рассматриваемых связей в пределах выделенных рядов квадратов с севера на юг; первый ряд квадратов самый северный, последний – самый южный (табл.2.1). Отсюда видно, что в первом ряду квадратов на  $S_n$  влияет только  $H_j$ . Для второго ряда квадратов определяющим фактором также является  $H_j$ , но действие величин  $S_R$  на  $S_n$  уже начинает проявляться. Отметим, что нефтеносность во втором ряду имеет большее площадное распространение, чем в первом. В следующем ряду при движении на юг величина  $S_n$  уже больше зависит от  $S_R$  и в меньшей степени от  $H_j$ . В более южных, четвертом и пятом рядах, значения  $S_n$  контролируются  $S_R$ ; при этом для четвертого ряда значение

множественного коэффициента корреляции  $R$  выше, чем для пятого ряда. Для еще более южных, шестого и восьмого рядов, значение  $S_n$  зависит от  $H_j$ , а для восьмого – от  $S_R$ .

Второй вариант заключался в изучении изменения связей между  $S_n$ ,  $S_R$  и  $H_j$ , по рядам квадратов с запада на восток (табл.). Из таблицы видно, что первоначально на западе влияние  $S_R$  на  $S_n$  слабое, в центре наблюдается усиление влияния и на восток – ослабление влияния.

Таблица 2.1

Зависимости условной площади нефтегазоносности ( $S_n$ ) от условной площади рифтогенных зон ( $S_R$ ) и глубины кровли верхней юры ( $H_j$ )

Исследуемый вариант	Статистическая модель (пошаговый регрессионный анализ)
1	2
варианты расположения квадратов по схеме "север-юг"	
Первый ряд	$S_n=50,00 H_j - 156,00, R=0,76, F_p/F_t=2,7; p<0,21$
Второй ряд	$S_n=49,56 H_j - 0,32 S_R + 385,35, R=0,78, F_p/F_t=1,1; p<0,23$
Третий ряд	$S_n=0,08 S_R - 6,31 H_j - 14,68, R=0,69, F_p/F_t=0,59; p<0,37$
Четвертый ряд	$S_n=0,36 S_R - 7,53, R=0,71, F_p/F_t=3,1; p<0,11$
Пятый ряд	$S_n=1,24 S_R - 59,21, R=0,46, F_p/F_t=0,75; p<0,36$
Шестой ряд	$S_n= -49,77 H_j - 107,63, R=0,80, F_p/F_t=5,4; p<0,05$
Седьмой ряд	$S_n=0,40 S_R - 4,58, R=0,92, F_p/F_t=18,96; p<0,003$
Восьмой ряд	$S_n= -33,38 H_j - 71,23, R=0,66, F_p/F_t=3,03; p<0,06$
2) варианты расположения квадратов по схеме "запад-восток"	
Первый ряд	$S_n= -23,83 H_j - 34,62, R=0,45, F_p/F_t=0,86; p<0,30$
Второй ряд	$S_n=-8,05 H_j + 0,15 S_R - 19,37, R=0,86, F_p/F_t=2,7; p<0,03$
Третий ряд	$S_n=0,22 S_R - 34,55 H_j - 65,83, R=0,64, F_p/F_t=0,68; p<0,27$
Четвертый ряд	$S_n=-137,18 H_j - 1,69 S_R - 250,14, R=0,96, F_p/F_t=11,16; p<0,001$
Пятый ряд	$S_n=0,36 S_R + 21,32 H_j + 82,58, R=0,95, F_p/F_t=8,5; p<0,007$
Шестой ряд	$S_n=0,02 S_R + 4,02 H_j + 25,89, R=0,41, F_p/F_t=0,16; p<0,069$
Седьмой ряд	$S_n=-0,75 H_j + 4,29, R=0,51, F_p/F_t=0,81; p<0,37$

1	2
3)последовательные варианты формирования квадратов по периметру	
По внешнему периметру площади	$S_n = -0,75 H_j - 24,87, R=0,42, F_p/F_t=3,8; p<0,039$
По первому внутреннему кольцу	$S_n = -34,76 H_j - 86,98, R=0,42, F_p/F_t=2,9; p<0,040$
Второе внутренне кольцо	$S_n = 0,31 S_R - 0,20 H_j + 0,75, R=0,75, F_p/F_t=3,1; p<0,004$
Центральная часть	$S_n = 32,85 H_j - 61,36, R=0,50, F_p/F_t=3,9; p<0,11$

Таким образом, рассмотрение вариантов размещения квадратов по схемам "север-юг", "запад-восток" показывает, что максимальное влияние  $S_R$  на  $S_n$  наблюдается в центральной части, где расположено максимальное количество месторождений УВ, а также рифтов и рифтоподобных структур. Поэтому в дальнейшем был рассмотрен третий вариант размещения квадратов, который заключался в том, что крайние ряды вариантов квадратов "север-юг" и "запад-восток" были первоначально объединены в одну модель (модель "кольцо квадратов по периметру"). Затем была составлена кольцевая модель из квадратов, граничащих с периферийными квадратами и расположенными внутрь от них (первое внутренне кольцо), далее были составлены еще две модели, расположенные одна в другой по мере приближения к центру территории исследований (табл.2.1). Анализ этих моделей показал, что во втором внутреннем кольце, где средние значения  $S_R$  и  $S_n$  максимальны, т.е. расположено максимальное количество месторождений и рифтогенных образований, на величину  $S_n$  максимальное влияние оказывает  $S_R$ , и только затем  $H_j$ . Отметим, что данная модель характеризуется наиболее высоким значением  $R$ , а также другими статистическими характеристиками, оценивающими ее.

Таким образом, статистические расчеты свидетельствуют о наличии

пространственной связи нефтегазоносности и рифтогенности структур Западной Сибири.

Выполняя статистическую обработку, автор не ставил перед собой задачу решить вопрос генезиса нефти и газа. В настоящее время эта проблема далека от однозначного разрешения. Изложенные выше данные позволяют лишь более обоснованно строить геолого-математические модели для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов Надым-Пур-Тазовского междуречья.

Акцентирование внимания на эндогенной составляющей процесса нефтегазообразования обусловлено тем, что являющаяся официальной научная гипотеза осадочно-миграционного образования нефти не всегда объясняет многие вопросы формирования и размещения залежей УВ. Изложенная автором данной работы информация дает основание считать существенным влияние глубинных факторов на нефтегазообразование.

В этом плане весьма ценные данные получены в результате бурения Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 [89, 112]. В соответствии с научной программой бурения целевым назначением скважины СГ-6 являлось изучение перспектив нефтегазоносности палеозойских и нижнемезозойских образований, выяснение природы и стратиграфической приуроченности геофизических (магнитных и гравитационных) аномалий, установление степени катагенетического преобразования органического вещества пород и изменения их коллекторских свойств на больших глубинах, решение ряда проблемных вопросов геотектоники, стратиграфии и т.п.

Эта скважина расположена в центральной части Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта (Нижнепурский мегапрогиб), восточнее Уренгойского месторождения. В настоящее время она остановлена в эффузивных образования пермотриаса на глубине 7502 м.

По скважине отобрано более 1400 м керна в нижней части разреза,

выполнен широкий комплекс ГИС (более 20 методов), что дает возможность провести детальные геологические реконструкции. В этой сверхглубокой скважине зафиксирована самая высокая (на территории России) пластовая температура, составляющая на забое 210<sup>0</sup>С. Установлено резкое увеличение геотермического градиента в верхней части разреза тюменской свиты (средняя юра). В осадочной толще разреза, залегающей до глубины 6,4 км, степень катагенеза пород изменяется от ПК до АК<sub>3</sub>, т.е. в процессе литогенеза осадочные породы триаса и нижней – средней юры прошли главную зону нефтеобразования, а породы нижней юры триаса – и главную фазу газообразования.

Позднеюрские глинистые породы, в том числе и баженовские битуминозные глины, по данным Н.В.Лопатина и других исследователей [66], еще сохраняют достаточно высокий нефтегенерационный потенциал. На глубинах 5,6 – 5,7 км вблизи границы триаса и юры по соотношению современных пластовых температур и палеотемператур, определенных по отражательной способности витринита, установлено палеотемпературное несогласие, свидетельствующее о более высокой степени нагрева пород, залегающих ниже указанных глубин, в геологическом прошлом. Это является показателем высокой термической активности рифтогенных образований.

Скважина СГ–6 вскрыла разрез с широким диапазоном пластовых давлений, изменяющихся от гидростатической в верхней части до аномально высоких (коэффициент аномальности до 1,9) в нижней. Верхняя граница зоны АВПД располагается на глубине около 3 км вблизи кровли мегионской свиты. Вниз по разрезу пластовые давления закономерно возрастают, хотя при проектировании скважины предполагали, что ниже 5 км, в зоне ожидаемого отсутствия коллекторов, АВПД не будет. Вскрытие массивной системы АВПД свидетельствует о флюидно-геодинамической активности глубоких горизонтов литосферы.

По существующим представлениям, на севере Западной Сибири наблюдается ухудшение коллекторских свойств пород с глубиной. Эта тенденция имеет место и в разрезе Тюменской сверхглубокой скважины, однако, она выражена очень слабо как в осадочных, так и в эффузивных породах. На глубинах более 4 км отмечаются зоны с высокими значениями пористости (до 15–20%) и проницаемости (5–10 фм<sup>2</sup>).

Убедительным подтверждением наличия коллекторов в триасовой эффузивной толще является получение притока слабоминерализованной воды с газом, обогащенным метаном, из интервала 6622-6654 м (красноселькупская свита). По данным ГИС в нижней части разреза выделен еще ряд проницаемых, газонасыщенных интервалов, рекомендуемых к испытанию.

Важным фактом, свидетельствующим о процессах нефтегазообразования в нижней части разреза, вскрытого скв. СГ–6, являются данные о микроаккумуляциях нефтяных и газообразных УВ. Первые из них фиксируются до глубин 5,5-6,2 км, вторые – практически до забоя скважины (7,3-7,4 км). Метан с глубины 6,1–6,65 км обогащен тяжелым изотопом <sup>13</sup>C ( $\delta^{16}\text{C} = (-32) \div (-34) \text{‰}$ ).

В этом плане весьма интересным является изучение особенностей изотопного состава углерода метана по изучаемой территории.

По современным представлениям генезис компонентов газа наиболее достоверно определяется по его изотопному составу. Наиболее часто используется изотопный состав углерода метана. По мнению ряда исследователей, изотопный состав углерода метана в основном зависит от температурных условий зоны генерации газа, состава исходного органического вещества и, возможно, доли мантийной составляющей. Так, по оценке Прасолова Э.М., мантийный углерод, поступающий в виде CO<sub>2</sub>, имеет значение изотопной характеристики  $\delta^{13}\text{C}$  равной –5‰, хотя, по мнению некоторых исследователей (Валяев, 1994), мантийный углерод



может достигать значений до  $-25\%$ , газ «главной фазы газообразования» (4–5 км) ориентировочно  $-50\ldots-55\%$ , газ глубинной генерации (6,5–9 км) –  $35\ldots-42\%$ .

Для выяснения закономерностей изменения изотопов углерода  $\delta^{13}C$  в метане группой авторов, в составе которой был и автор данной работы [28], на территории Надым-Пур-Тазовского междуречья в зависимости от геологического возраста и глубины отбора проб была выполнена статистическая обработка данных наблюдений. Для этого были вычислены и проанализированы частоты изменений  $\delta^{13}C$  в метане в интервалах варьирования для различных геологических возрастов –  $T, J_1, J_2, J_3, K_1$  и  $K_2$  (табл.2.2). Из таблицы 2.2 видно, что в триасовых отложениях изменение  $\delta^{13}C$  метана находится в узком диапазоне значений:  $-25\ldots-35\%$ . Метан юрских отложений характеризуется более легким изотопным составом:  $-35\ldots-50\%$ . Для метана меловых отложений наблюдается достаточно широкий диапазон изменений  $\delta^{13}C$ , при этом наблюдается облегчение изотопов метана в верхнемеловых отложениях по сравнению с нижнемеловыми. В дальнейшем для анализа исследовались совместные распределения  $\delta^{13}C$  для различных геологических подразделений. Первоначально изучалось распределение значений  $\delta^{13}C$  совместно для метана триаса и нижней юры. Затем к этим данным добавлялись данные  $\delta^{13}C$  метана средней юры и далее вплоть до верхнего мела включительно. Было установлено, что при объединении  $\delta^{13}C$  метана триасовых и нижнеюрских отложений мода находится в интервале  $-35\ldots-30\%$ , при объединении данных по  $T, J_1$  и  $J_2$  мы имеем двухмодальное распределение  $\delta^{13}C$  метана.

Таблица 2.2

Распределение  $\delta^{13}\text{C}$  метана по геологическому возрасту

Возраст	Интервал варьирования $\delta^{13}\text{C}$ метана, ‰							
	-65...-60	-60...-55	-55...-50	-50...-45	-45...-40	-40...-35	-35...-30	-30...-25
<i>T</i>							0,66	0,34
<i>J</i> <sub>1</sub>					0,75	0,25		
<i>J</i> <sub>2</sub>				0,11	0,33	0,33	0,23	
<i>J</i> <sub>3</sub>					0,42	0,42	0,16	
<i>K</i> <sub>1</sub>			0,09	0,02	0,19	0,58	0,12	
<i>K</i> <sub>2</sub>	0,08	0,12	0,40	0,27	0,07	0,06		
<i>T</i> + <i>J</i> <sub>1</sub>					0,30	0,10	0,40	0,20
<i>T</i> + <i>J</i> <sub>1</sub> + <i>J</i> <sub>2</sub>				0,05	0,31	0,21	0,31	0,12
<i>T</i> + <i>J</i> <sub>1</sub> + <i>J</i> <sub>2</sub> + <i>J</i> <sub>3</sub>				0,04	0,35	0,27	0,27	0,07
<i>T</i> + <i>J</i> <sub>1</sub> + <i>J</i> <sub>2</sub> + <i>J</i> <sub>3</sub> + <i>K</i> <sub>1</sub>			0,06	0,03	0,25	0,45	0,17	0,04
<i>T</i> + <i>J</i> <sub>1</sub> + <i>J</i> <sub>2</sub> + <i>J</i> <sub>3</sub> + <i>K</i> <sub>1</sub> + <i>K</i> <sub>2</sub>	0,03	0,05	0,20	0,13	0,18	0,28	0,10	0,03

Для отложений метана  $T$ ,  $J_1$ ,  $J_2$  и  $J_3$  распределение характеризуется слабо выраженной модой в интервале значений  $\delta^{13}C$  от  $-45...-40\%$ . При объединении данных  $\delta^{13}C$  метана от триасовых до нижнемеловых отложений наблюдается резко выраженное одномодальное распределение. При рассмотрении всех изучаемых данных распределение  $\delta^{13}C$  в метане двухмодальное с модами в интервалах  $-50...-55\%$  и  $-40...-35\%$ . Рассмотренные распределения  $\delta^{13}C$  метана показывают, что вверх по разрезу наблюдаются обогащения метана легким изотопом  $^{12}C$  метана, и обогащение зависит не только от глубины отбора проб, но и от геологического возраста пород.

С целью изучения влияния глубины залегания  $H$  и значений  $\delta^{13}C_{CH_4}$  на распределение в пределах геологических возрастов был использован линейный дискриминантный анализ (ЛДА) [38,64,73]. В качестве дискриминатора был использован возраст отложений.

В результате реализации ЛДА были получены дискриминантные функции:

$$R_1 = -0,001628 H - 0,036833 \delta^{13}C_{CH_4} + 9,29;$$

$$R_2 = 0,0009 H - 0,2017 \delta^{13}C_{CH_4} - 11,09.$$

Используя данные формулы, было рассчитано, что метан триасовых отложений на 100% расклассифицирован верно, метан нижнеюрских – только на 50%, остальные пробы относятся к  $J_2$ . Метан среднеюрских отложений верно расклассифицирован всего на 11,1%; остальные пробы были отнесены на 11,1% к  $T$ ; 11,1% – к  $J_1$ ; 22,2% – к  $J_3$ ; 33,3% – к  $K_1$  и 11,1% – к  $K_2$ . Метан  $J_3$  верно расклассифицирован на 57,1%; 14,28% относятся к  $J_2$  и 28,58% – к  $K_1$ . Метан нижнемеловых отложений верно расклассифицирован на 78,58%; 23,86% относятся к  $J_3$  и 19,04% – к  $K_2$ . Газы верхнемеловых отложений были расклассифицированы верно.

Отсюда видно, что наиболее худшей классификацией обладают газы из проб, отобранных из юрских отложений.

В дальнейшем были построены статистические модели связи между  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$  для ранее рассмотренных вариантов (табл.2.3). Отсюда видно, что для  $T, J_1, J_3, K_1$  и  $K_2$  связи между  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$  статистически незначимы и только для среднеюрских значимы. При объединении выборок различных геологических возрастов наблюдаются устойчивые корреляционные связи.

Таблица 2.3

Статистические модели зависимости значений  $\delta^{13}C$  в метане от глубины отбора проб и геологического возраста

Геологический возраст	Сред. глубина отбора, м; коэф-т вариации	Сред. значение $\delta^{13}C$ (метана) – $\delta^{13}C$ , %; коэф-т вариации	Уравнение регрессии	Коэф-т корреляции, $r$
$T$	6260,7±383,4; 6,12%	-30,88±2,21; 7,15%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -42,35 + 0,00184H$	0,32; $t_p < t_t$
$J_1$	4913,8±716,8; 16,6%	-38,76±1,19; 2,94%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -73,96 + 0,00716H$	0,32; $t_p < t_t$
$J_2$	3677,3±1246,8; 33,9%	-38,72±4,44; 11,46%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -49,24 + 0,00286H$	0,80; $t_p > t_t$
$J_3$	3871,8±581,1; 15,0%	-39,27±3,62; 9,22%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -35,38 - 0,0010H$	-0,16; $t_p < t_t$
$K_1$	2624,0±643,6; 24,5%	-39,97±5,28; 13,21%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -50,28 - 0,00393H$	0,38; $t_p < t_t$
$K_2$	1107,4±166,6; 15,0%	-51,72±5,68; 10,98%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -50,45 - 0,0012H$	-0,03; $t_p < t_t$
$T+J_1$	5587,2±963,2; 17,2%	-33,48±5,67; 16,9%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -63,72 + 0,0052H$	0,87; $t_p > t_t$
$T+J_1+J_2$	4812,8±1244,5; 25,8%	-35,62±4,46; 12,5%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -48,95 + 0,00277H$	0,77; $t_p > t_t$
$T+J_1+J_2+J_3$	4422,7±1329,4; 30,8%	-37,31±4,89; 13,1%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -50,01 + 0,00287H$	0,78; $t_p > t_t$
$T+J_1+J_2+J_3+K_1$	3311,7±1299; 39,2%	-38,96±5,26; 13,5%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -46,87 + 0,00239H$	0,59; $t_p > t_t$
$T+J_1+J_2+J_3+K_1+K_2$	2406,7±1479; 61,4%	-44,26±8,42; 19,0%	$\delta^{13}C_{CH_4} = -54,59 + 0,00429H$	0,75; $t_p > t_t$
Обобщенная модель			$\delta^{13}C_{CH_4} = -128,2 + 25,41 \log H$	$\rho = 0,83$

Выполненный анализ корреляционных полей, а также угловых коэффициентов и свободных членов уравнений показал, что наиболее полно соотношения между  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$  описываются следующей моделью:

$$\delta^{13}C_{CH_4} = -128,2 + 25,41 \log H.$$

В дальнейшем с использованием ЛДА нами было найдено такое сочетание  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$ , когда можно однозначно выделить три непересекающиеся группы. Построенные ЛДФ имеют вид:

$$R_1 = -0,00206 H - 0,025645 \delta^{13}C_{CH_4} + 3,742;$$

$$R_2 = 0,0009 H - 0,1960 \delta^{13}C_{CH_4} - 10,7814.$$

Выполненный анализ показал, что разделение на группы происходит только по величине  $R_1$ .

В пределах трех условно выделенных групп были построены регрессионные модели зависимости  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$ :

а) для группы, где среднее значение  $\delta^{13}C_{CH_4}$  равно  $-37,05 \pm 5,93\%$  и среднее значение глубины  $H = 5329 \pm 870,3$  м, связь имеет вид:

$$\delta^{13}C_{CH_4} = -60,36 + 0,0047 H, \text{ при } r = 0,89; t_p > t_t;$$

б) для группы, где  $\delta^{13}C_{CH_4}$  равно  $-38,30 \pm 3,58\%$ , при  $H = 3090,5 \pm 422,8$  м, получена зависимость

$$\delta^{13}C_{CH_4} = -34,04 - 0,0014 H, \text{ при } r = -0,16; t_p < t_t;$$

в) для группы, где  $\delta^{13}C_{CH_4}$  равно  $-48,31 \pm 7,38\%$ ,  $H = 1258,3 \pm 335,8$  м, регрессия имеет вид:

$$\delta^{13}C_{CH_4} = -58,30 + 0,0064 H, \text{ при } r = 0,62; t_p > t_t.$$

Отсюда видно, что тесные статистические связи между  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$  существуют для первой и третьей выделенных групп. Анализ показал, что в первую группу входит совокупность, имеющая следующий состав: 46,1% –  $T$ ; 23,1% –  $J_1$ ; 15,5% –  $J_2$  и 15,3% –  $J_3$ ; вторая группа состоит из совокупности, представленной на 2,4% из  $K_2$ ; 9,7% – из  $J_2$  и 17,2% – из  $J_1$ . Третья совокупность состоит на 81,9% из  $K_2$  и 18,1% из  $K_1$ . Изотопный

состав выделенных групп, где наблюдается высокая корреляция между  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$ , характеризуется достаточно определенным возрастом. Для первой группы это в основном  $T$  и  $J$ ; для третьей группы в основном  $K_2$ . Для второй группы, находящейся между первой и третьей группами, где отсутствуют тесные корреляционные связи между первой и третьей группами,  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$  совокупность состоит из газов как юрских, так и меловых отложений.

Анализируя уравнения регрессии в случаях, когда связи между  $\delta^{13}C_{CH_4}$  и  $H$  статистически значимы, видим, что значения свободных членов уравнений достаточно близки.

Приведенный анализ показывает, что по характеру распределения значений  $\delta^{13}C_{CH_4}$  по разрезу с учетом геологического возраста и построенных регрессионных связей можно констатировать: по разрезу наблюдается метан различного происхождения: глубинный (в интервале глубин 7,5 – 3,7 км); в основном газ «главной фазы газообразования» (на глубинах менее 2,5 км); и смешанного генезиса (2,5 – 3,7 км).

В работах В.А.Амантова, К.Е.Веселова и Т.В.Долецкой обосновывается идея о том, что крупные и уникальные скопления углеводородов приурочены к глубинным клинораздвиговым («рифтинговым») зонам в блоках высокого строения гранулит-базитового слоя магической коры, в которой главенствующая роль в прогнозировании скоплений УВ отводится анализу структур, обусловленных тектоническими процессами «глобального рифтогенеза». Эта идея, в известных пределах, перекликается с результатами моделирования гравитационных аномалий по северу Западно-Сибирской НГП: основные скопления УВ здесь тяготеют к периферии положительной аномалии гравитационного и магнитного полей, указывающей на существование зон фундамента с повышенной плотностью и намагничиваемостью, которые связаны, возможно, с процессами базификации земной коры в пределах

протяженных зон рифтогенеза. В ряде работ отмечается, что довольно высокие значения показателя связи нефтегазоносности и показателей глубинного строения могут быть использованы для эмпирических прогнозных оценок, причем на региональном уровне.

К настоящему времени по глубинным прогнозным признакам для отдельных НГП составлены прогнозные региональные карты нефтегазоносности. Набор признаков, по которым строятся карты-схемы, различен и зависит от размеров площади исследований, степени геолого-геофизической и буровой изученности, специфики приповерхностного и глубинного строения и других причин. Например, при прогнозировании нефтегазоносности Западной Сибири прогнозными признаками являлись глубина поверхности складчатого фундамента, мощность верхнего слоя консолидированной земной коры и глубина залегания кровли верхнего мела [72].

Методология многоволнового глубинного сейсмического профилирования, исходные материалы и методические подходы к их использованию приведены в работе [15]. Для территории Западно-Сибирской НГП с наибольшей детальностью глубинной сейсморазведки изучены Надым-Пурская и Среднеобская НГО, исследовано девять фрагментов, приведенных в работе [15]: сейсмические разрезы ЗК в районах Заполярного, Ямсовейского, Уренгойского, Ярояхинского, Казанского, Калинового, Южно-Тагабанского, Нижнетойбоганского, Арчинского, Северо-Калинового, Герасимского, Останинского, Мирного, Смоляного, Западно-Ловинского, Яхлинского, Талинского, Пальяновского, Пихтового, Туканского, Северо-Чупальского, Малобалыкского, Южно-Балыкского, Мамонтовского, Сургутского, Федоровского, Родниковского, Качимовского, Совуйского, Восточно-Ягутского, Южно-Ягутского, Грибного, Пограничного, Ноябрьского, Комсомольского, Губкинского, Западно-Таркосалинского, Южно-Пырейского, Сузунского, Северо-

Даниловского, Даниловского, Западно-Ловинского, Яхлинского месторождений. По этим месторождениям приводится атлас сейсмических моделей глубинного строения. При этом отмечено, что глубинные сейсмические разрезы генерализованы в незначительной степени, что позволяет их использовать для дальнейшего анализа.

Автором диссертации анализировались показатели глубинного сейсмического строения не только непосредственно под залежами УВ, но и под зонами, где они к настоящему времени не установлены [29]. При сопоставлении было поставлено условие, что линейные размеры участков под территориями, где не открыты месторождения нефти и газа, соответствуют по площади размерам залежей УВ, а расположение этих участков выбиралось наудачу без предварительного рассмотрения. К сожалению, анализ выполнялся только по приведенным разрезам, поэтому изменения по площадям не изучались. Таким образом, проанализированы две группы территорий по следующим показателям: мощность земной коры –  $M_{зк}$ , км; среднепластовые скорости продольных сейсмических волн (км/с) на границах Мохоровичича –  $V_M$  и на границе «сейсмического фундамента» –  $V_F$ , мощность между границами Мохоровичича и сейсмического фундамента –  $M_{MF}$ , км; приуроченность исследуемых объектов к антиклинальным структурам на границах  $M$  и  $F$  –  $A_F$  и  $A_M$  (в случае, если исследуемый участок приурочен к поднятию, присваивается индекс – 1, не приурочен – 0), количество промежуточных границ, выделенными между границами  $M$  и  $F$  –  $n_r$  (штуки), количество зон неоднородностей, определенных между границами  $M$  и  $F$  в пределах изучаемых участков –  $n_3$  (штуки). Кроме этого, для анализа использовались еще четыре характеристики, которые, по мнению автора данной работы, описывают особенности глубинного сейсмического строения рассматриваемых участков: показатель неоднородности сейсмического



разреза –  $\Pi_n$ , показатель распределения среднепластовых скоростей продольных сейсмических волн  $V_p$  по изучаемому разрезу –  $\Pi_p$ , структурный показатель –  $\Pi_c$ , показатель структурной вариации –  $W_c$ . Значения  $\Pi_n$  определяются, как отношение величины  $n_3$  к единице площади изучаемого сейсмического разреза –  $S$  (значение  $S$  – произведение длины участка на мощность разреза).

Показатель  $\Pi_p$  вычисляется как коэффициент парной корреляции между среднепластовой скоростью и глубиной разреза.

Для определения показателя  $\Pi_c$  по всем выделенным границам в сейсмическом разрезе визуально определяется морфологический вид границы по следующей градации: граница практически горизонтальна – используется код, равный 0; граница наклонна – 1; граница имеет вид антиклинали или синклинали – 2. По значениям кодов определялся средний код, который является количественным выражением показателя  $\Pi_c$ . Показатель  $W_c$  количественно равен коэффициенту вариации значения  $\Pi_c$ .

Информативность вышеприведенных показателей определяется по критериям  $t$  и  $\chi^2$ , признак считался информативным, если расчетные значения  $t_p$  и  $\chi^2_p$  были больше табличных  $t_t$  и  $\chi^2_t$ .

Кроме этого, использовались еще две методики оценки информативности показателя, приведенные в работе [27]. Первый метод заключался в том, что для каждого интервала варьирования вычислялась интервальная вероятность принадлежности к участкам, расположенным под нефтегазоносными структурами –  $P_j$ , затем она сопоставлялась со средними интервальными значениями показателей –  $\chi_j$ . По величинам  $P_j$  и  $\chi_j$  вычислялся парный коэффициент корреляции –  $r$ . Оценка значимости  $r$  выполнялась по критерию  $t$ . В случае, когда  $t_p > t_t$ , критерий считался информативным. Данные этих расчетов приведены в табл.2.4. Вторым

Таблица 2.4

## Некоторые статистические оценки влияния глубинных показателей на нефтегазоносность

№ № пп	Показатели	Анализируемые участки: среднее значение и стандартное отклонение		Информативность показателей при $p=0,05$		Линейная модель зависимости $P$ от показателя; при $p<0,05$	Процент правильного распознавания по ЛДФ, %
		Под зоной нефте- газоносности	Под зоной, где нет месторожде- ний	$\chi^2_p/\chi^2_t$	$t_p/t_t$		
1	$M_{зк}$ , км	40,1±2,36	39,9±3,2	<1	<1	$P=0,12+0,008 M_{зк}$ $r=0,24$	58,82
2	$V_F$ , м/с	8,19±0,16	8,19±0,20	<1	<1	$P=0,16+0,26 V_F$ $r=0,56$	52,94
3	$V_M$ , м/с	6,43±0,59	6,35±0,21	<1	<1	$P=0,74-0,002 V_M$ $r=-0,03$	50,98
4	$A_M$ , код	0,16±0,51	0,22±0,39	<1	<1	$P=0,52-0,008 A_M$ $r=-0,62$	66,66
5	$A_F$ , код	0,50±0,38	0,18±0,42	<1	<1	$P=0,37+0,36 A_F$ $r=0,67$	52,94
6	$M_{MF}$ , км	33,8±2,8	33,2±3,4	<1	<1	$P=-0,35+0,002 M_{MF}$ $r=0,45$	52,94
7	$n_r$ , штук	4,1±1,1	4,1±1,1	<1	<1	$P=0,38+0,02 n_r$ $r=0,63$	54,90
8	$n_3$ , штук	6,7±2,3	6,4±1,9	<1	<1	$P=0,30+0,03 n_3$ $r=0,53$	62,74
9	$\Pi_n$ , шт/км <sup>2</sup>	0,008±0,014	0,004±0,017	>1	<1	$P=0,33+15,5 \Pi_n$ $r=0,64$	62,74
10	$\Pi_p$	0,88±0,08	0,86±0,11	<1	<1	$P=0,11+0,42 \Pi_p$ $r=0,51$	45,09
11	$\Pi_c$ , код	1,05±0,34	0,76±0,35	<1	>1	$P=-0,112+0,668 \Pi_c$ $r=0,92$	72,54
12	$W_c$ , %	69,2±23,8	84,4±33,2	<1	<1	$P=0,75-0,003 W_c$ $r=-0,77$	52,94

методом оценки явилось использование линейного дискриминантного анализа (ЛДА). Проценты правильного распознавания приведены в табл.2.4. Из табл.2.4 видно, что индивидуальная информативность рассматриваемых показателей достаточно низка, о чем убедительно свидетельствуют отношения  $\chi^2_p/\chi^2_t$ , значения  $r$  между  $P_j$  и  $\chi_j$ , а также процент правильного распознавания, вычисленный с помощью ЛДФ. При этом можно отметить, что показатели  $A_F$ ,  $n_3$ ,  $\Pi_n$ ,  $\Pi_c$  и показатель  $W_c$  наиболее сильно связаны с нефтегазоносностью разреза и характеризуют повышенную неоднородность разреза, что, вероятно, сказывается на наличии в глубинном сейсмическом разрезе антиклинальных поднятий.

Анализ уравнений регрессии по  $A_F$ ,  $n_3$ ,  $\Pi_n$ ,  $\Pi_c$  показывает, что при повышении значений этих показателей значения  $P_j$  слабо повышаются. Для среднего значения  $\Pi_n$  для зон, расположенных под нефтегазовыми месторождениями, значение  $P_j=0,45$ ; для зон без нефтегазовых месторождений  $P_j=0,39$ ; по показателям  $\Pi_c$  и  $A_F$  соответственно 0,58; 0,39; и 0,55; 0,42.

Отсюда видно, что, несмотря на направленное изменение значений  $P_j$ , размах их незначителен.

С целью нахождения различий для двух рассматриваемых классов глубинных сейсмических разрезов был проведен корреляционный анализ связей между рассмотренными показателями. В качестве меры взаимосвязей использовался линейный коэффициент корреляции, который определялся в двух вариантах: первый – для сейсмических разрезов, находящихся под скоплениями углеводородов, второй – для этих разрезов, находящихся вне зон УВ. При анализе особое внимание обращалось не только на тесноту связей между показателями, но и, самое главное, на отличие связей для глубинных сейсмических разрезов под залежами углеводородов и вне их. Результаты расчетов приведены в табл.2.5. Отсюда видно, что для глубинных сейсмических разрезов, находящихся

Таблица 2.5

## Корреляционная матрица

	$M_{3к}$	$V_M$	$V_F$	$A_F$	$A_M$	$M_{MF}$	$M_o$	$n_r$	$n_3$	$\Pi_n$	$\Pi_c$	$W_c$	$\Pi_p$
$M_{3к}$	1,00	0,16	0,18	0,02	0,12	0,44*	0,38	-0,20	-0,13	-0,15	-0,13	0,03	-0,22
	1,00	0,07	0,10	-0,49*	-0,07	0,72*	0,29	0,01	0,12	-0,09	-0,33	0,26	-0,16
$V_M$		1,00	-0,17	-0,44*	0,02	0,51*	-0,42*	0,01	-0,07	-0,13	-0,38	0,36	0,45*
		1,00	0,13	-0,18	-0,35	0,51*	-0,60*	0,35	0,55*	0,27	-0,20	-0,01	0,07
$V_F$			1,00	-0,14	-0,05	-0,50*	0,60*	-0,36	-0,21	0,01	0,07	0,04	0,11
			1,00	0,17	-0,12	0,21	-0,15	0,15	0,19	0,31	0,18	-0,08	-0,19
$A_F$				1,00	0,22	-0,05	0,10	0,15	0,13	0,08	0,39	-0,50*	-0,32
				1,00	-0,03	-0,51*	0,08	-0,06	-0,14	-0,04	-0,03	0,14	-0,03
$A_M$					1,00	0,14	-0,04	0,13	0,01	-0,15	0,10	0,04	-0,03
					1,00	-0,20	0,19	-0,47*	-0,39*	-0,15	0,04	-0,31	-0,03
$M_{MF}$						1,00	-0,66*	0,26	-0,26	-0,09	-0,44*	0,45*	0,04
						1,00	-0,46*	0,28	0,33	0,23	-0,37	0,11	-0,04
$M_o$							1,00	-0,42*	0,20	-0,04	0,38	-0,48*	-0,27
							1,00	-0,36	-0,29	-0,43*	0,08	0,20	-0,15
$n_r$								1,00	0,14	0,02	-0,36	0,22	-0,21
								1,00	0,70*	0,09	0,14	-0,02	-0,26
$n_3$									1,00	-0,07	0,32	-0,40	-0,20
									1,00	0,30	0,25	-0,22	-0,01
$\Pi_n$										1,00	-0,08	-0,02	-0,14
										1,00	0,10	-0,41*	0,32
$\Pi_c$											1,00	-0,81*	-0,39
											1,00	-0,75*	0,05
$W_c$												1,00	0,40
												1,00	-0,23
$\Pi_p$													1,00
													1,00

Примечание: в числителе – под зоной нефтегазоносности, в знаменателе – под зонами, где скоплений УВ не обнаружено, \* – статистически значимые корреляционные связи

под месторождениями УВ, количество статистически значимых связей составляет 14, для другой группы – 12. Количество значимых связей, которые присущи обоим изучаемым выборкам, равно 6. Это показывает, что изучаемые глубинные сейсмические разрезы под месторождениями углеродов и вне их имеют отличия. Отметим, что эти отличия достаточно сильны по  $A_F$  и  $M_{зк}$ ,  $M_{MF}$  и  $A_F$ ,  $n_Г$  и  $A_m$ ,  $n_Г$  и  $n_з$ ,  $A_F$  и  $W_c$ .

Выполненный анализ показывает, что существуют различия в строении глубинных сейсмических разрезов для изучаемых двух классов, но ни по одному из показателей нельзя полностью разделить эти классы. Поэтому изучим, как происходит разделение по исследуемым участкам и использованием ЛДА. В результате использования пошагового ЛДА была получена следующая ЛДФ:

$$R = 12,9942 P_c + 0,1286 W_c + 86,1862 P_n + 3,6686 V_m + 0,3591 M_{MF} + 0,2633 n_з - 56,9690; \text{ при } F_p/F_t=1,2; p < 0,046.$$

С помощью данной формулы можно вычислить значение вероятности принадлежности участков к классам, содержащим углеводороды (табл.2.6).

Выполненные расчеты по 15 участкам показывают, что значения вероятностей  $p$  для участков, расположенных под месторождениями, всегда характеризуются значениями  $p > 0,5$ . На площадях, где залежей УВ не обнаружено,  $p < 0,5$ . Например, для Заполярного месторождения  $p = 0,84$ ; восточнее его –  $p=0,14$ ; для Ямсовейского месторождения  $p = 0,96$ ; восточнее и западнее его значения вероятностей значительно менее 0,5; для Уренгойского месторождения  $p = 0,65$ .

Вышеприведенный анализ показывает, что по имеющимся данным не следует отрицать влияние глубинных сейсмических данных на нефтегазоносность вышележащих осадочных отложений. Получить статистически обоснованные индивидуальные критерии для прогноза по ним нефтегазоносности по имеющимся данным не представляется

возможным. По мнению авторов данной работы, комплекс критериев, описывающих связь глубинного сейсмического строения с нефтегазоносностью, может в

Таблица 2.6

Вероятностная оценка принадлежности к глубоким сейсмическим разрезам, расположенным под зонами нефтегазоносности

№ пп	Западно-Сибирская НГП	$P_i$
1	Заполярное месторождение	0,84
2	Восточнее Заполярного месторождения	0,14
3	Ямсовейское месторождение	0,96
4	Западнее Ямсовейского месторождения	0,15
5	Восточнее Ямсовейского месторождения	0,07
6	Уренгойское месторождение	0,65
7	Группа месторождений: Казанское, Калиновское и др.	0,68
8	Западнее группы месторождений: Казанское и др.	0,08
9	Восточнее группы месторождений: Казанское и др.	0,35
10	Пихтовое, Туканское и Северо-Чупальское	0,43
11	Западнее Пихтового месторождения	0,15
12	Сузунское месторождение	0,39
13	Восточнее Сузунского месторождения	0,11
14	Группа месторождений: Северо-Даниловское и др.	0,67
15	Западнее Северо-Даниловского месторождения	0,67

определенной нефтегазоносностью, может в определенной мере свидетельствовать о влиянии глубинного строения на нефтегазоносность. Таким образом, оценивая связь нефтегазоносности с особенностями изменения ОВ пород, с рифтогенными зонами, особенности распределения значений  $\delta^{13}C_{CH_4}$  по разрезу с учетом геологического возраста, влияние глубинного сейсмического строения на нефтегазоносность вышележащих отложений, а также учитывая то, что зоны тектоно-сейсмической активности стимулировали созревание органического вещества и миграцию исходных углеводородов, представляется, что при разработке

критериев прогноза глубокопогруженных отложений вышеизложенные в данном разделе показатели работы необходимо учитывать при построении геолого-математических моделей прогноза триас-юрских отложений территории Надым-Пур-Тазовского междуречья.

### 3. ОБОСНОВАНИЕ ПОСТРОЕНИЯ ПРОГНОЗНЫХ МОДЕЛЕЙ

В данной главе на примере глубоко погруженных отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья будут показаны возможности регионального прогнозирования нефтегазоносности территорий для триас-нижнеюрских отложений и структур для юрских отложений [30,114].

Для реализации прогноза нефтегазоносности, как было отмечено в предыдущей главе, необходимо:

- а) выбрать территорию исследований и отложения, по которым предполагается осуществить прогноз;
- б) исследовать и обосновать набор критериев прогноза;
- в) построить геолого-математические модели прогноза;
- г) выполнить прогноз нефтегазоносности;
- д) оценить результаты прогноза.

Эти вопросы необходимо решать последовательно. При получении новой информации по исследуемой территории и изучаемым отложениям выбранные ранее критерии должны уточняться и дополняться.

Основой решения задач прогноза является предпосылка, что на территории исследований эталонные, экзаменационные и оцениваемые площади характеризуются единством геологического строения и истории развития, а также сходством процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления [52,65,74,84,86,87,92].

В предыдущей главе работы было выполнено статистическое обоснование критериев прогноза нефтегазоносности триас-юрских отложений. В данном разделе на первом этапе будет оценена индивидуальная информативность изучаемых показателей, а затем по информативным критериям будут построены геолого-математические модели прогноза нефтегазоносности.

Крайне низкая степень изученности триас-нижнеюрских отложений и наблюдаемое несоответствие их структурных планов с вышележащими



комплексами не позволяют проводить прогноз по локальным структурам. Поэтому автором был применен подход с использованием результатов по нефтегазоносности отдельных скважин. Необходимо отметить, что скважины расположены по территории исследований крайне неравномерно. В большей степени изучены бурением бортовые части Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. Здесь имеются данные по Уренгойской (скв. 673, 414, 266, 279, 282, 411, 410, 336), Ево-Яхинской (скв. 356, 358), Геологической (скв. 14, 35) площадям. Эти скважины расположены на западном борту грабен-рифта. Во внутренней части Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта пробурена сверхглубокая скважина СГ-6. На остальной территории триас-нижнеюрские отложения вскрыты редкой сеткой скважин, расстояния между которыми изменяются от 50 до 130 км. Например, скважина Надымская 7 расположена на северо-западном борту Надымской впадины, скважины 198 и 199 Комсомольской площади находятся в пределах Северного свода; на Часельском мегавалу пробурены скважины 21, 24 Южно-Русской площади.

Разделение объектов на нефтегазоносные и «пустые» проводилось по данным испытаний скважин на приток. Как видно из табл. 3.1, подавляющее большинство положительных результатов составляют газо- и водогазопроявления. Нефтепроявления выявлены лишь в двух случаях.

Для статистического анализа по триас-нижнеюрским отложениям выделены 9 нефтегазоносных объектов и 13 объектов, в которых нефтегазопроявления отсутствуют. Выше было отмечено, что для успешного решения задачи прогноза необходимо формирование комплекса информативных показателей нефтегазоносности.

Информативность критериев определяется степенью их изменения при изменении характера нефтегазоносности. При этом связь информативного показателя с нефтегазоносностью может быть прямой, обратной или приуроченной к определенному интервалу значений. При

Таблица 3.1

## Результаты испытаний скважин, вскрывших триас-нижнеюрские отложения

Продуктивные скважины				Пустые скважины	
Площадь, № скв.	Глубина забоя, м	Глубина испытания, м	Результаты испытания Дебиты: газ – т.м <sup>3</sup> /сут, нефть – м <sup>3</sup> /сут, вода – м <sup>3</sup> /сут	Площадь, № скв.	Глубина забоя, м
Геологическая 14	5041	4910	0,02 нефть, 0,5 вода	Восточно-Таркосалинская 299	4945
Ево-Яхинская 358	5291	5210	0,46 газ	Геологическая 35	5750
Тюменская СГ-6	7502	6600-6650	Водогазопроявления	Ево-Яхинская 356	5780
		5958-6007	Повышенные газопоказания	Западно-Таркосалинская 99	4723
		5812-5906	Повышенные газопоказания	Комсомольская 198	3900
		5962-5763	0,6-10% (газ.каротаж)	Комсомольская 199	4500
		5100-5130	Повышенные газопоказания	Надымская 7	5017
Уренгойская 266	5021	5230	Слабый приток газа	Самбурская 700	5505
Уренгойская 249	5303	4670	Слабый приток газа	Северо-толькинская 304	3885
Уренгойская 282	5035	4750	2,9 нефть, 18,6 вода	Уренгойская 410	5475
Уренгойская 336		5310	Слабое выделение газа	Уренгойская 411	5521
Уренгойская 414	5500	4580	2,1 газ, 8,8 вода	Черничная 46	4500
Уренгойская 673	5526	5250	0,75 газ	Юбилейная 200	5410
		5100	0,18 газ	Южно-Русская 21	4208
		4850	0,47 газ	Южно-Русская 24	4266
		4650	0,35 газ, 1,24 вода		

прямой связи рост значения критерия сопровождается увеличением скоплений количества УВ при соответствующем последовательном сокращении доли пустых стважин (структур). При обратной связи, наоборот, наблюдается увеличение количества «пустых» скважин (структур) и сокращение доли скважин (структур), обнаруживших прямые признаки нефтегазоносности при постепенном увеличении численного показателя.

Показатели рассматриваются как малоинформативные, если рост или сокращение их значений не сопровождается соответствующим последовательным изменением нефтегазоносности. Показатели оцениваются как неинформативные в случае полного отсутствия сколь угодно определенной направленности их численных значений при изменении характера нефтегазоносности. Задача выделения информативных показателей является наиболее трудной и менее всего разработанной в прогнозе нефтегазоносности.

Среди изученных показателей нефтегазоносности триас-нижнеюрских отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья наиболее высокой информативностью характеризуются следующие: доля нефтегазоматеринских свит в разрезе, максимальная стадия катагенеза ОВ, степень битуминозности ОВ пород, мощность осадочных отложений триас-раннеюрского возраста, доля песчаных пород, глубина залегания кровли нижней юры, удаленность от осевой части Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта и коэффициент аномальности давления в пределах триас-нижнеюрских отложений. Исходя из анализа, выполненного в предыдущей главе данной работы, эти критерии вписываются в модельное представление о нефтегазоносности.

Все анализируемые показатели на этих объектах имеют соответствующие разновидности в количественном или качественном выражении. По каждому показателю и нефтегазоносные и пустые объекты

разделены на группы, согласно разновидностям конкретного показателя. Далее произведен расчет частоты появления объектов  $i$ -й разновидности  $X_j$ -го показателя, представляющей собой отношение количества объектов, попавших в определенную разновидность, к общему числу объектов. Расчет сделан отдельно по нефтегазоносным и пустым структурам. Информативность исследуемых критериев нами определялась по статистикам Стьюдента –  $t$  и Пирсона –  $\chi^2$ . Формулы для определения информативности по критериям  $t$  и  $\chi^2$  приведены в работе [38]. Будем считать, что критерий считается информативным, если  $\chi^2_p > \chi^2_i$ ;  $t_p > t_i$ . Значения  $\chi^2_i$  и  $t_i$  определяются в зависимости от количества объектов обучения и уровня значимости ( $\alpha = 0,05$ ). Автором данной работы выполнен статистический анализ показателей для нефтегазоносных и пустых структур (табл.3.2). Оценка информативности показателей определялась по трем различным методам.

Первый метод заключается в том, что для каждого интервала варьирования по всем показателям вычислялась интервальная вероятность принадлежности к нефтегазоносным структурам –  $P_j$ , а затем она сопоставлялась со средними интервальными значениями показателей –  $\chi_j$ . По величинам  $P_j$  и  $\chi_j$  высчитывался парный коэффициент корреляции –  $r$ . Оценка значимости коэффициента  $r$  производилась по критерию  $t$ . В случае, если  $t_p > t_b$ , критерий считался информативным. Данные этих расчетов приведены в табл.3.2. В дальнейшем по данным зависимостям определялись значения вероятностей –  $P'_j$  для всей обучающей выборки. По значениям  $P'_j$  определялся процент правильного распознавания, приведенный в табл.3.2, при условии, что для нефтегазоносных структур правильным считается распознавание в том случае, если  $P'_j > 0,5$ , для пустых –  $P'_j < 0,5$ . Кроме этого, при  $P'_j = 0,5$  определялось значение показателя, которое считалось граничным, если связь между  $P_j$  и  $\chi_j$

Таблица 3.2

## Статистические характеристики критериев прогноза

1	Площади – сред.знач-е, станд. отклонение, коэф-т вариации, %		Линейная модель прогноза вероятности - $P$		Коэффициент корреляции $r$	Значимость $r$ при $p=0,05$	Критич. знач-е показателя при $p=0,05$	% прав. распозн-я: 1-цифра – неф/газ. стр., 2-я – пустые
	нефтегазоносные	не содержащие УВ	$const$	угловой член				
2	3	4	5	6	7	8	9	
<b>I. Триас-нижнеюрские отложения</b>								
Толщина осадочных пород триас-нижнеюрского возраста - $m_{т-н}$ , м								
	1028,1±276,3; 26,8	914,1±350,1; 38,3	-0,05	0,0005	0,72	+	1100	41,6; 58,3
Доля песчаных пород - $D_{п}$ , %								
	0,42±0,13; 30,9	0,46±0,16; 34,8	0,86	-0,87	-0,42	-	0,41	50,0; 33,3
Доля нефтематеринских пород - $D_{н}$ , %								
	0,31±0,08; 25,8	0,33±0,11; 33,3	0,38	0,325	0,19	-	0,67	-; -
Глубина залегания кровли нижней юры - $H_j$ , м								
	4641,2±309,1; 6,6	4424±508,3; 11,5	-0,77	0,0003	0,57	-	4233	66,6; 33,3
Максимальная стадия катагенеза - $K_m$								
	$\frac{AK_1 \pm MK_2 - AK_3}{6 \pm 2 - 8}$	$\frac{MK_4 \pm MK_3 - AK_2}{4 \pm 3 - 7}$	-0,02	0,085	0,95	+	$MK_5 - 5$	58,3; 58,3
Коэффициент битуминозности - $\beta$ , %								
	6,1±1,7; 27,8	4,9±2,1; 27,1	0,06	0,0842	0,86	+	5,2	66,6; 50,0
Коэффициент аномальности давления - $K_a$								
	1,56±0,13; 8,3	1,35±0,33; 24,4	-1,51	0,675	0,73	+	1,49	75,0; 33,3
Наикратчайшее расстояние до осевой части Колтогорско-Уренгойского рифта - $L_{рифт}$ , км								
	23,1±24,8; 31,4	103±60,3; 58,5	0,87	-0,0047	-0,91	+	78,7	91,6; 58,3
<b>II. Юрские отложения</b>								
Амплитуда поднятия - $A$ , м								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	87,1±50,1; 57,5	43,7±33,9; 77,6	0,06	0,0078	0,92	+	56,4:	61,9; 74,4

Продолжение табл.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
б) верхнеюрский НГК								
	79,0±56,2; 71,1	30,2±29,6; 98,0	0,41	0,0027	0,84	+	33,3;	
в) Нижне-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	95,9±63,9; 66,3	41,4±37,8; 91,3	0,34	0,003	0,85	+	53,3;	72,7; 78,6
Площадь структуры – $S$ , км <sup>2</sup>								
а) Нижне-среднеюрский НГК								
	247,3±287,0; 116,0	92,6±92,6; 106,5	0,29	0,0016	0,95	+	131;	71,4; 78,7
б) верхнеюрский НГК								
	79,0±56,2; 71,1	30,2±29,6; 98,0	0,41	0,0027	0,84	+	33,3;	84; 65,6
в) Нижне-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	277,8±313,7; 112,9	92,2±128,4; 718	0,32	0,0014	0,88	+	128,6	71,4; 75,3
Интенсивность структуры – $A/\sqrt{S}$ , м/км								
а) Нижне-среднеюрский НГК								
	6,58±2,89; 43,4	5,01±2,15; 42,9	0,17	0,045	0,50	–	7,33	33,3; 85,1
б) верхнеюрский НГК								
	6,46±2,44; 37,7	4,14±1,90; 45,9	0,10	0,060	0,88	+	6,66	40,0; 81,9
в) Нижне-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	6,76±2,82; 41,7	4,80±2,19; 45,6	0,10	0,059	0,83	+	6,78	47,6; 76,4
Структурный контроль первого рода – СК <sub>1</sub>								
а) Нижне-среднеюрский НГК								
	0,69±0,62; 89,8	0,13±0,92; 707,6	0,40	0,215	0,99	–	0,46	85,7; 42,5
б) верхнеюрский НГК								
	0,46±0,84; 182,6	–0,08±0,92; 1150,0	0,44	0,160	0,94	–	0,37	72,00; 52,4
в) Нижне-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	0,73±0,63; 86,0	0,02±0,93; 4650	0,41	0,235	0,99	+	0,38	90,5; 48,3
Структурный контроль второго рода – СК <sub>2</sub>								
а) Нижне-среднеюрский НГК								
	0,61±0,80; 131,1	0,02±1,01; 5050	–	–	–	–	–	–
б) верхнеюрский НГК								

Продолжение табл.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0,48±0,88; 183,3	-0,41±0,91; 221,9	-	-	-	-	-	-
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	0,54±0,85; 157,4	-0,14±0,99; 707,1	-	-	-	-	-	-
Отношение локального ( $\alpha_n$ ) к региональному ( $\alpha_p$ ) углу наклона кровли юрского НГК – $\alpha_n/\alpha_p$								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	2,01±0,87; 43,3	1,46±0,72; 49,3	0,11	0,233	0,88	+	1,67	57,1; 40,4
б) верхнеюрский НГК								
	2,07±0,80; 38,6	1,20±0,63; 52,5	0,12	0,284	0,95	+	1,33	84,0; 74,00
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	2,06±0,90; 43,7	1,47±0,77; 52,4	0,17	0,194	0,88	+	1,70	54,5; 69,7
Наикратчайшее расстояние от центра структуры до ближайшего регионального разлома – $L_p$ , км								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	21,3±20,9; 98,1	24,4±23,5; 96,3	0,62	-0,0064	-0,61	-	18,7	52,3; 57,4
б) верхнеюрский НГК								
	17,4±19,3; 110,9	26,7±22,7; 85,0	0,60	-0,0041	-0,64	-	24,4	74,0; 36,1
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	20,3±20,9; 102,9	23,1±21,9; 94,8	0,61	-0,0050	-0,53	-	22,0	68,2; 42,7
Наикратчайшее расстояние от центра структуры до ближайшего рифта – $L_{рифт}$ , км								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	86,6±41,0; 47,3	100,5±62,2; 61,8	0,76	-0,0032	-0,71	-	81,2	57,1; 57,4
б) верхнеюрский НГК								
	77,4±42,3; 54,6	105,1±63,7; 60,6	0,69	-0,0027	-0,72	-	70,4	46,0; 59,0
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	84,2±39,7; 47,1	94,9±59,9; 63,1	0,67	-0,0023	-0,67	-	73,9	54,5; 53,9
Угол между региональным направлением рифта и направлением длинной оси структуры – $\alpha_{рифт}$ , град.угловой								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	29,5±29,6; 100,3	47,7±24,6; 51,6	0,68	-0,0065	-0,65	-	27,7	66,6; 78,7
б) верхнеюрский НГК								
	31,4±27,2; 86,6	45,3±24,5; 54,1	0,64	-0,004	-0,48	-	35,0	64,0; 73,8

Продолжение табл.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	28,9±29,0; 100,3	41,5±25,5; 61,4	0,61	-0,005	-0,53	-	22	54,5; 71,9
Толщина юрского нефтегазоносного комплекса – $m_k$ , м								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	1104,5±330,2; 29,9	1517,5±424,2; 27,9	0,86	-0,0002	-0,73	+	1800	95,2; 12,7
б) верхнеюрский НГК								
	1218,0±352,9; 28,9	1457,0±396,8; 27,3	0,83	-0,0002	-0,74	-	1650	92,0; 32,8
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	1113,4±324,9; 29,1	1408,5±389,7; 27,6	0,79	-0,0002	-0,76	-	1450	81,8; 39,3
Толщина региональной глинистой покрывки – $m_{п2}$ , м								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	84,2±47,7; 55,9	93,8±47,6; 50,7	0,56	-0,0005	-0,27	-	120	85,7; 27,6
б) верхнеюрский НГК								
	86,4±44,9; 51,9	90,2±46,1; 51,1	0,49	0,0002	0,11	-	50	48,0; 24,6
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	83,6±46,6; 55,7	89,7±45,3; 50,5	0,48	0,0004	0,21	-	50	68,2; 23,6
Прирост амплитуды по кровле юрского НГК за нижнемеловое время – $A_{к1}$ , %								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	27,2±16,5; 60,6	27,8±16,5; 59,3	0,49	0,0013	0,49	-	7,7	80,9; 19,1
б) верхнеюрский НГК								
	24,7±14,0; 56,7	28,5±16,3; 57,2	0,58	-0,0042	-0,48	-	19,0	28,0; 26,2
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	26,8±16,1; 60,1	26,7±14,9; 55,8	0,51	-0,0002	-0,54	-	50	32,8; 93,2
Прирост амплитуды по кровле юрского НГК за верхнемеловое время – $A_{к2}$ , %								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	27,7±14,0; 50,5	28,7±15,4; 53,6	0,44	0,001	0,38	-	60	-; -
б) верхнеюрский НГК								
	30,3±14,4; 47,5	25,2±12,4; 49,2	0,41	0,001	0,26	-	90	-; -
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								



Окончание табл.3.2

11	2	3	4	5	6	7	8	9
	27,5±13,7; 46,2	27,5±13,6; 49,5	0,51	-0,0001	-0,16	-	100	-; -
Прирост амплитуды по кровле юрского НГК за кайнозойское время – $A_{кз}$ , %								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	45,1±11,3; 25,0	42,8±16,9; 39,5	0,37	0,002	0,18	-	65	4,7; 91,5
б) верхнеюрский НГК								
	44,9±12,4; 27,6	45,3±18,3; 40,4	0,45	0,0004	0,22	-	125	-; -
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	45,6±11,3; 24,8	44,9±16,9; 37,6	0,44	-0,0013	-0,24	-	46,1	45,4; 51,7
Амплитуда неотектонических движений – $A_{н, м}$								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	163,5±89,2; 54,6	180,2±71,5; 39,7	0,80	-0,0015	-0,70	-	200,0	61,9; 44,7
б) верхнеюрский НГК								
	155,0±78,9; 50,9	185,0±67,3; 36,4	0,83	-0,0016	-0,76	+	206,2	72,0; 44,2
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	163,7±87,0; 53,1	173,5±70,7; 40,7	0,75	-0,0013	-0,60	-	192,3	63,6; 37,1
Содержание органического вещества – $C_{орг}$ , %								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	1,45±0,49; 33,8	1,12±0,43; 38,4	-0,05	0,443	0,75	+	1,24	52,3; 68,1
б) верхнеюрский НГК								
	1,45±0,44; 30,3	1,10±0,44; 40,0	0,11	0,371	0,87	+	1,05	80,0; 73,8
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	1,41±0,52; 36,8	1,22±0,44; 36,0	0,06	0,355	0,74	+	1,24	59,1; 59,1
Глубины существования нефтяной фазы – $H_{нефт}$ , м								
а) ниже-среднеюрский НГК								
	4262,8±178,4; 4,2	4277,6±159,4; 3,7	1,803	-0,0003	-0,57	-	4343,3	71,4; 34,0
б) верхнеюрский НГК								
	4283,2±164,7; 3,8	4262,7±155,5; 3,6	3,61	-0,0007	-0,57	-	4442,8	76,0; 22,9
в) ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК совместно								
	4264,1±174,2; 4,1	4275±156,3; 3,6	1,805	-0,0003	-0,59	-	4350,0	77,3; 67,4

являлась статистически значимой. В случае, когда связь между  $P_j$  и  $\chi_j$  статистически не значима, для оценки можно также определить граничное значение, но в этом случае оно может даже не иметь никакой связи с нефтегазоносностью структур. Использование данного способа целесообразно, когда совместное изменение  $P_j$  и  $\chi_j$  имеет однонаправленный вид.

Второй метод – использование для прогнозов вероятностных кривых. Этот метод приведен в многочисленных работах [23,25,27]. Особенностью использования вероятностных кривых именно в данной работе является то, что впервые для данной территории сделана попытка описать вероятностные кривые аналитически.

И, наконец, третьим методом явилось использование линейного дискриминантного анализа, сущность которого изложена в следующей главе данной работы. Кроме этого использование данного метода для решения аналогичных задач приведено в работах [26,27,30].

Индивидуальную информативность первоначально рассмотрим для триас-нижнеюрских отложений, затем по отдельным НГК по юрским отложениям.

Статистические характеристики нефтегазоносности триас-нижнеюрских отложений приведены в табл. 3.2.

Мощность триас-нижнеюрских отложений ( $m_{Т-Ю}$ ) изменяется по данным бурения в широких пределах (от 170 – 200 м – Северный свод до 1500 м и более в осевой части Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта). Средние значения для пустых скважин и скважин с доказанной нефтегазоносностью отличаются незначительно (табл.3.2). На рис.3.1 приведена вероятностная кривая, из которой видно, что с ростом значений мощности триас-нижнеюрских отложений вероятность нефтегазоносности увеличивается. Наиболее полно связь между  $P$  и  $m_{Т-Ю}$  описывается

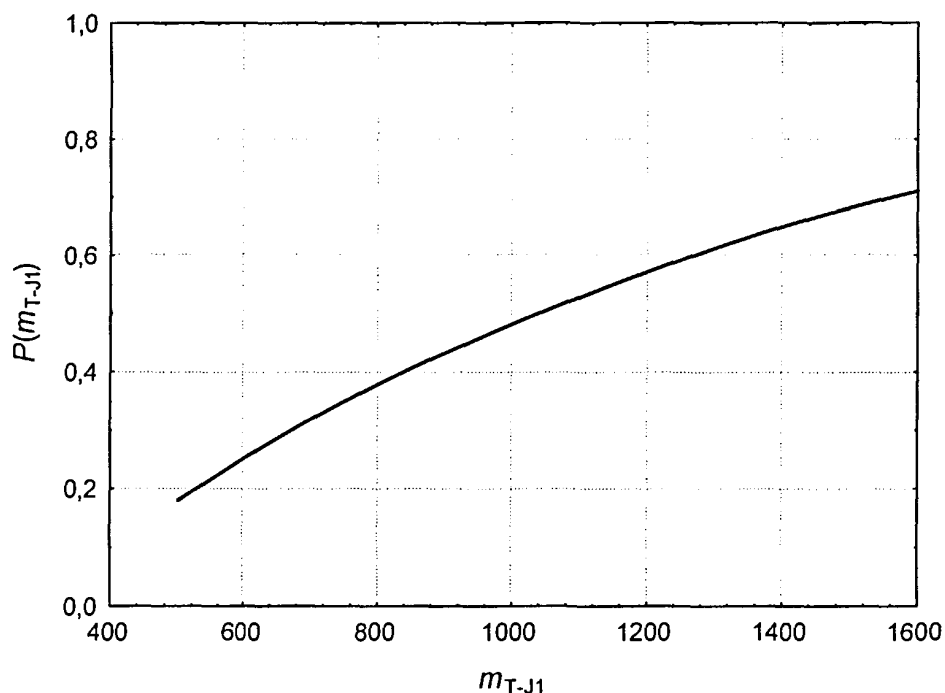


Рис.3.1. Зависимость между  $P$  и  $m_{T-J1}$

логарифмической зависимостью (рис.3.1). Линейная модель зависимости  $P$  от  $m_{T-J1}$  приведена в табл.3.2. Отсюда видно, что эта связь статистически значима, распознавание, полученное с помощью данной связи, невысокое. Распознавание, полученное с помощью вероятностных кривых и ЛДА, изменяется в интервале 40 – 60%.

Доля песчаных пород ( $D_{п}$ ) в триас-нижнеюрских отложениях варьирует от 0,25% до 0,70% в пределах продуктивных скважин и от 0,30% до 0,80% в зонах “пустых” при достаточно близких средних значениях 0,42% и 0,46% соответственно. Однонаправленную вероятностную кривую по данному показателю по имеющимся данным построить не представляется возможным, о чем свидетельствуют практически равные средние значения показателя. Уравнение регрессии между  $D_{п}$  и  $P$  характеризуется слабым коэффициентом корреляции ( $r = -0,42$ ). Распознавание по всем трем предлагаемым методам слабое (30% – 50%).

Доля нефтегазоматеринских пород ( $D_n$ ). В условиях терригенного разреза сумма отложений определяется долей песчано-алевролитоглинистых составляющих. Нефтегазоматеринские толщи, выделяемые среди глинистых пород, должны содержать ОВ в количестве, превышающем 1 млн. т/км<sup>2</sup> при концентрации ОВ не менее 0,3%. Доля пород с таким содержанием ОВ в отрис-нижнеюрских отложениях Надым-Пур-Тазовского междуречья в продуктивных и пустых скважинах составляет 0,15% – 0,35% и 0,10% – 0,5% соответственно. То есть диапазон развития НГМ свит в продуктивных скважинах хуже. Средние значения для двух изучаемых классов достаточно близки, но связь между  $D_n$  и  $P$  имеет положительный характер по сравнению со связью между  $D_n$  и  $R$ . Построить вероятностную кривую по данному критерию не представляется возможным, но интервал наиболее оптимальных значений этого показателя составляет от 0,25 до 0,4.

Глубина залегания кровли нижнеюрских отложений ( $H_j$ ) колеблется в пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья от 3400 м до 5080 м. Средние значения этого показателя для продуктивных объектов – 4641,2 м, для пустых – 4424 м. Вероятностная кривая нефтегазоносности в зависимости от этого показателя приведена на рис.3.2 и полно описывается логорифмической связью между  $H_j$  и  $P$ . Корреляция между  $H_j$  и  $P$  статистически не значимая (табл.3.2). Геологическая природа такой зависимости связана, вероятно, с процессами генерации: в большей степени в исследуемых скважинах проявляется газоносность, связанная с проявлением главной зоны газообразования, для реализации которой необходимы повышенные температуры, а, следовательно, и значительная глубина погружения. Отметим, что верное распознавание по всем трем используемым методам составляет от 30% до 66%.

Максимальная степень катагенеза ( $K_{max}$ ) отражает преобразованность ОВ пород в подошве комплекса и определяет возможность развития

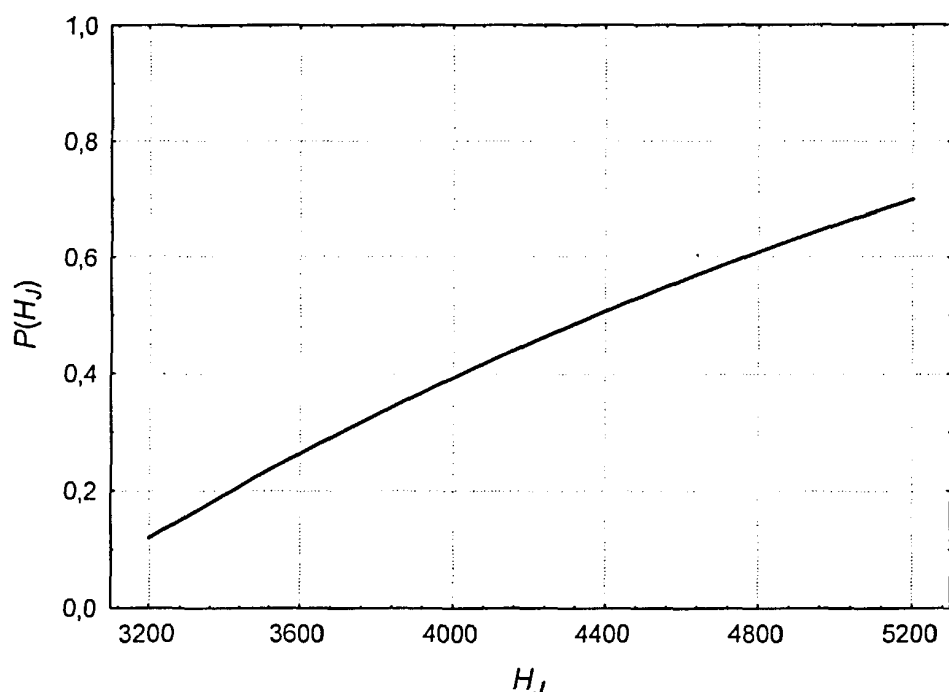


Рис.3.2. Зависимость между между  $P$  и  $H_j$

процессов нефтегазообразования в вышележащей толще. В пределах триас-нижнеюрских отложений уровень катагенетической преобразованности ОВ изменяется от МК<sub>3</sub> до АК<sub>3</sub>. Таким образом, все исследуемые отложения уже вышли из главной зоны нефтеобразования и большая часть из них находится в главной зоне газообразования. Если стадию катагенеза закодировать в числах от МК<sub>1</sub> – 1 до АК<sub>3</sub> – 8, то можно построить уравнение регрессии между стадиями катагенеза и вероятностью. Вид данного уравнения приведен в табл.3.2. Отсюда видно, что связь статистически значимая, при очень высоком проценте верного распознавания. Все это свидетельствует о том, что на данных стадиях преобладают процессы газообразования, а процессы нефтеобразования затухают.

Коэффициент битуминозности ( $\beta$ ) является показателем генерационных возможностей нефтегазоматеринских пород и многими исследователями используется в качестве критерия путей миграции в

породах-коллекторах. Значения этого показателя в пределах объекта исследований изменяются от долей единиц до 10%. Причем для пустых и продуктивных объектов отмечаются существенные различия в средних значениях (табл.3.2). Рост значений этого показателя соответствует увеличению вероятности нефтегазоносности, что хорошо подтверждается наличием сильной значимой корреляционной связи между  $P$  и  $\beta$  (табл.3.2). Наиболее полно данная связь описывается логарифмической зависимостью (рис.3.3). Процент верного распознавания по всем трем используемым способам достаточно высок (50% - 80%), наилучшее распознавание получено при использовании метода ЛДА.

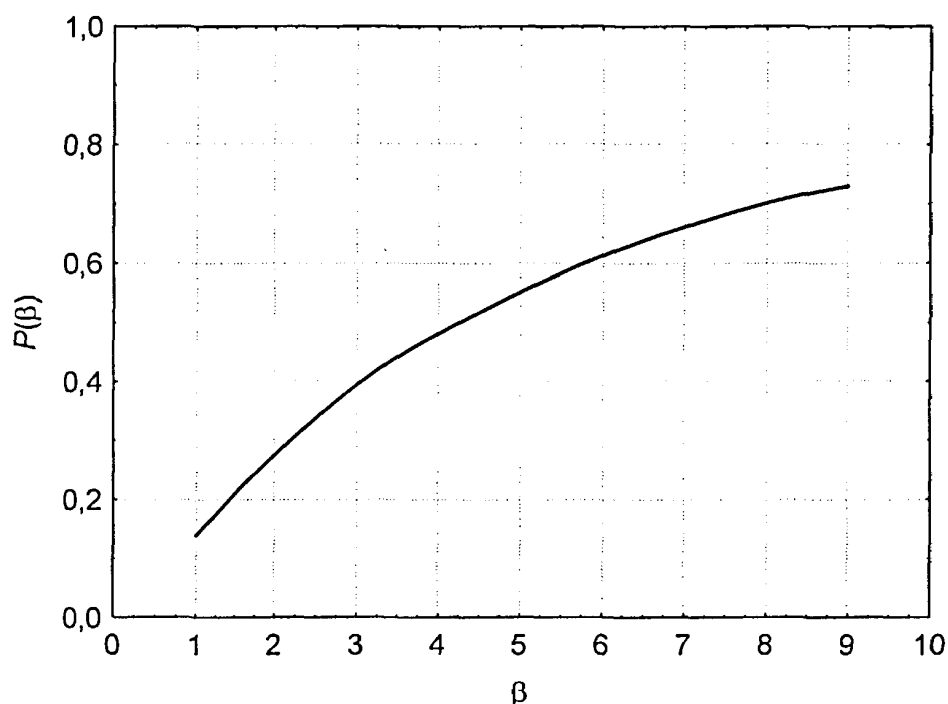


Рис.3.3. зависимость между  $P$  и  $\beta$

Коэффициент аномальности пластового давления ( $K_a$ ) в пределах триас-нижнеюрских отложений изменяется от 1,1 до 1,77. Обращают на себя внимания некоторые различия данного показателя для продуктивных

и пустых объектов: 1,56 и 1,35. Вид уравнения регрессии приведен в табл.3.2. Отсюда видно, что при повышении значений  $K_a$  значения вероятности повышаются. Зависимость между  $K_a$  и  $P$  имеет резко выраженный нелинейный характер: первоначально изменения незначительны, затем резко возрастают. Подобный эффект может быть объяснен преимущественной газоносностью отложений и отражает природу образования высоких давлений за счет обогащения УВ газообразными компонентами. Обогащение газообразными компонентами УВ может происходить не только за счет органического вещества нефтегазоматеринских пород, но и за счет глубинной составляющей [28], что было показано в предыдущей главе работы, где приводятся данные об изменении  $\delta^{13}C$  в триасовых отложениях. Напомним, что в триасовых отложениях изменение  $\delta^{13}C$  метана находится в узком диапазоне:  $-25 \dots -35\text{‰}$ .

В предыдущей главе на большом фактическом материале была показана связь рифтов с нефтегазоносностью, а в данном разделе рассмотрены конкретные примеры проявления этой связи [115].

Расстояние от Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта ( $L_{\text{рифт}}$ ) представляет собой расстояние в километрах от осевой части (перпендикуляр от осевой части) к скважине. Скважины с известными нефтегазопроявлениями удалены от рифта на расстояние от 87 км к западу до 37 км к востоку. Пустые скважины располагаются в более широком диапазоне – от 275 км на запад до 175 км на восток. Средние величины  $L_{\text{рифт}}$  для нефтегазонасных структур составляет 23,1 км, для пустых – 103 км. Корреляционная связь между  $P$  и  $L_{\text{рифт}}$  приведена в табл.3.2. Отсюда видно, что связь статистически значимая, обратная. Если принять значение  $L_{\text{рифт}} = 0$ , то значение  $P = 0,87$ ; т.е. в данном случае влияние рифтов на нефтегазоносность триас-нижнеюрских отложений огромно. Правильное распознавание по критерию  $L_{\text{рифт}}$  по линейной модели составляет около

75%. Связь между  $L_{\text{рифт}}$  и  $P$  наилучшим образом аппроксимируется логарифмической зависимостью (рис.3.4). Анализ этой зависимости показывает, что до 90 км градиент изменения значительно выше, чем при  $L_{\text{рифт}} > 90$  км. По мнению автора данной работы, развитие в триасовый период рифтовых зон и компенсированное заполнение их осадками привело к формированию мощной толщи, внутри которой были созданы благоприятные условия как для генерации УВ, так и для последующей их миграции и аккумуляции в пределах самой толщи выше по разрезу и в бортовые зоны.

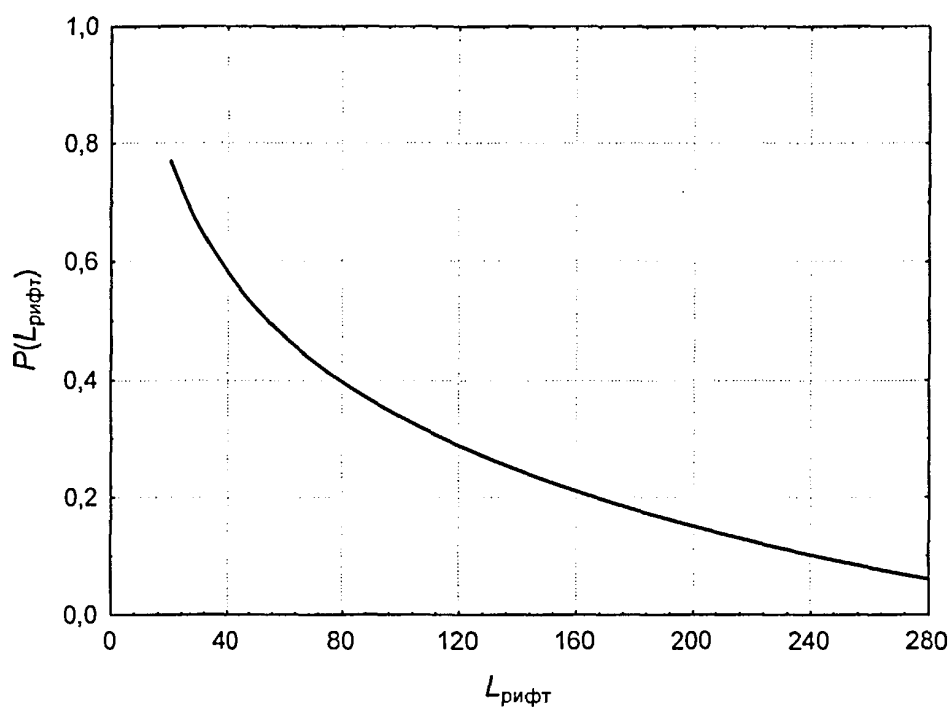


Рис.3.4. Зависимость между  $P$  и  $L_{\text{рифт}}$

Таким образом, выполненный анализ индивидуальной информативности показал, что, несмотря на высокую информативность рассмотренных критериев, ни по одному из них даже на этапе обучения невозможно разделить скважины на нефтегазоносные и пустые, поэтому в



следующей главе будут рассмотрены вопросы построения многомерных геолого-математических моделей прогноза.

### Юрские отложения

В значительной мере заполнение ловушек углеводородами контролируется их морфологическими характеристиками: амплитудой –  $A$ , площадью –  $S$ , интенсивностью ловушки –  $A/\sqrt{S}$ . Статистические характеристики различной нефтегазоносности юрских отложений по морфологическим критериям приведены в табл.3.2.

Для нижне-среднеюрского НГК средняя амплитуда нефтегазоносных структур практически в два раза выше средней амплитуды пустых структур. Корреляционная связь между  $P$  и  $A$  прямая, статистически значимая (табл.3.2). Распознавание, полученное по линейной модели, достаточно большое, при этом несколько лучше распознаются пустые (74,4%), чем нефтегазоносные (61,9%). По критериям  $t$  и  $\chi^2$  признак является информативным. Связь между  $P$  и  $A$  наилучшим образом описывается логарифмической зависимостью, приведенной на рис.3.5. Отсюда видно, что для значений  $A$  до 40 м вероятность наличия залежи возрастает более интенсивно, чем после  $A > 40$  м. Верное распознавание, полученное по вероятностной кривой, а также при использовании метода ЛДФ, составляет около 70%.

По верхнеюрскому НГК среднее значение  $A$  для нефтегазоносных структур значительно выше, чем для пустых (табл.3.2). Уравнение регрессии между  $P$  и  $A$  приведено в табл.3.2. Отсюда видно, что между  $P$  и  $A$  наблюдается тесная значимая корреляционная связь, верное распознавание по этому уравнению регрессии составляет в среднем 75,6%. Здесь необходимо отметить, что критическое значение  $A$  для верхнеюрского НГК ( $A_k = 33,3$  м) значительно ниже, чем для нижне-среднеюрского НГК ( $A_k = 56,4$  м). Вероятностная кривая зависимости  $P$  от

$A$  приведена на рис.3.5. Правильное распознавание структур по классам при использовании вероятностной кривой и по методу ЛДФ составляет в среднем 72%.

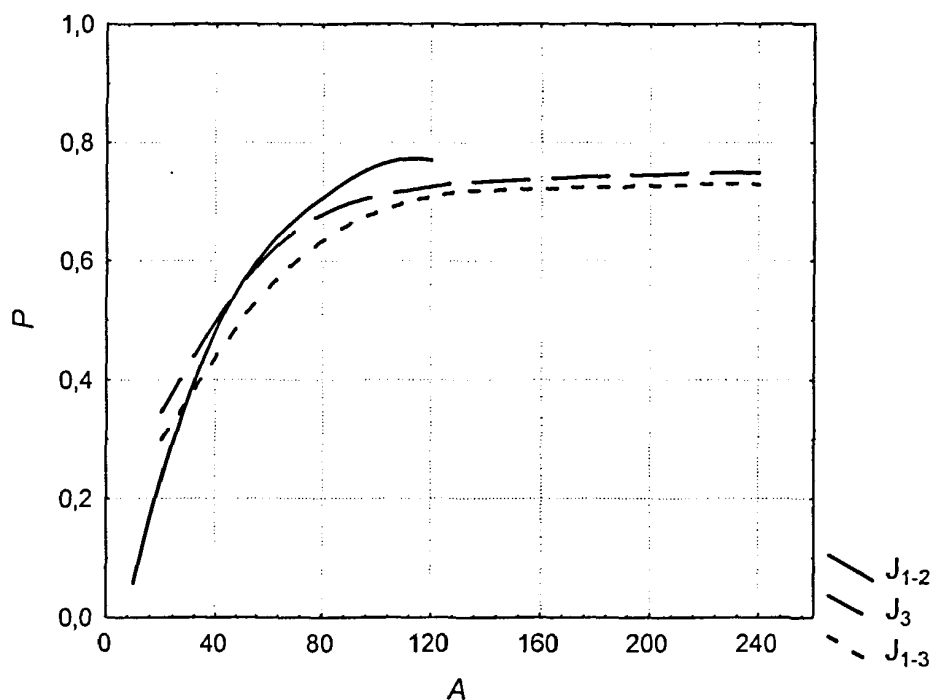


Рис.3.5. Зависимость между  $P$  и  $A$

В случаях, когда нефтегазоносны совместно ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК, средняя  $A$  для нефтегазоносных структур в 2,3 выше, чем для пустых структур (табл.3.2). Связь между  $P$  и  $A$  прямая, статистически значимая, вид которой приведен в табл.3.2.

Верное распознавание, полученное по уравнению регрессии, достаточно высокое – 72,7%; 78,6%. Вероятностная кривая по  $A$  в случае оценки нефтегазоносности совместно ниже-среднеюрских и верхнеюрских отложений приведена на рис.3.5. Отсюда видно, что значения вероятностей изменяются от 0,3 до 0,95. При этом до 80 м набор значений вероятности происходит более интенсивно, чем после того, как  $A$  будет больше 80 м. Правильное распознавание по вероятностной кривой, а также с помощью линейных канонических дискриминантных функций

изменяется от 61,9 до 80,1%. Лучше распознаются пустые структуры, чем продуктивные.

В целом по трем анализируемым вариантам и трем используемым методам оценки информативности можно констатировать, что при увеличении амплитуды при прочих равных условиях вероятность того, что структура окажется нефтегазоносной, повышается. Также необходимо отметить, что для того, чтобы структура стала нефтегазоносной во всех рассматриваемых отложениях, она должна иметь большую амплитуду (табл.3.2).

Площади структур -  $S$  для структур, содержащих УВ, во всех трех анализируемых вариантах значительно выше, чем для структур, не содержащих УВ (табл.3.2). В первом и третьем из рассматриваемых вариантов связи между  $P$  и  $S$  статистически значимы, и только для верхнеюрского НГК эта связь незначима, что сразу проявилось в распознавании структур. Если для ниже-среднеюрского НГК и совместно ниже-среднеюрского и верхнеюрского НГК распознавание выше 70%, то в случае отсутствия тесной корреляции между  $P$  и  $S$  для нефтегазоносных структур распознавание составляет только 54%. Вероятностные кривые зависимости  $P$  от  $S$  приведены на рис.3.6. Анализ этих кривых показывает, что они близки по виду между собой и характеризуются достаточно близким верным распознаванием структур по насыщенности УВ – около 70%.

Средние значения интенсивности структур – отношение  $A$  к  $\sqrt{S}$  по нефтегазоносным и пустым структурам, а также уравнения регрессии  $P$  от  $A/\sqrt{S}$  приведены в табл.3.2. Отсюда видно, что для нижележащих отложений этот признак менее информативен, чем для вышележащих НГК. Вероятностные кривые  $P$  от  $A/\sqrt{S}$  приведены на рис.3.7. Из рис. 3.7 видно, что в первом случае диапазон изменения  $P$  от 0,1 до 0,7; во втором – от

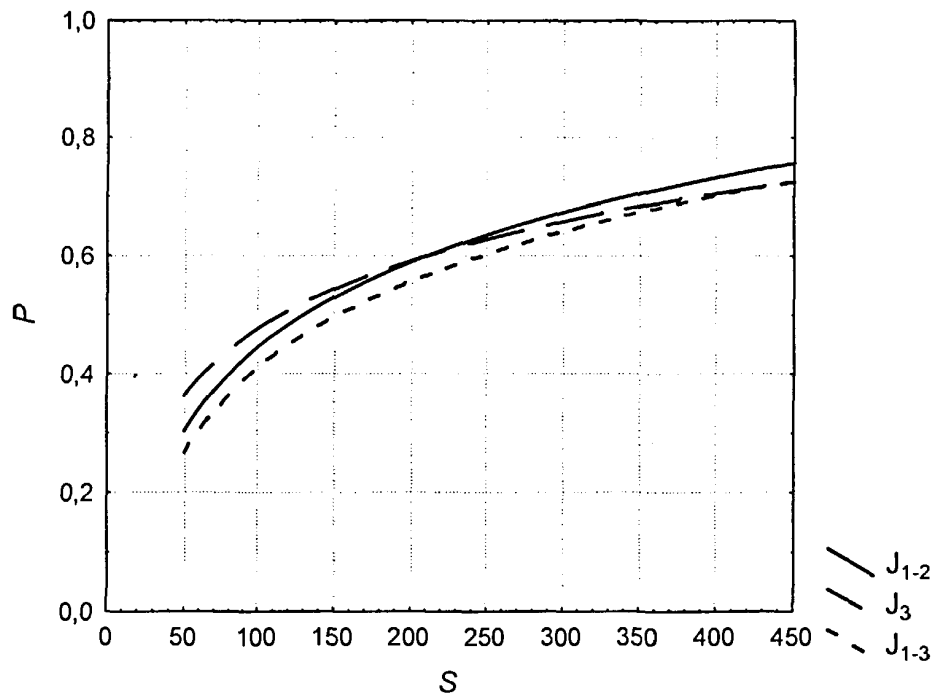


Рис.3.6. Зависимость между  $P$  и  $S$

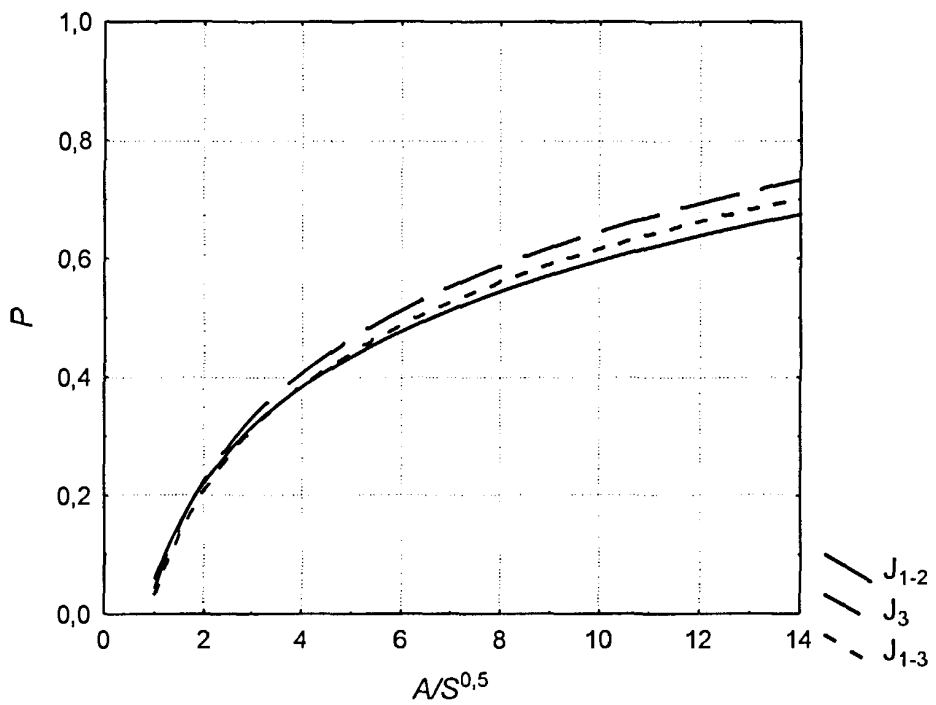


Рис.3.7. Зависимость между  $P$  и  $A/\sqrt{S}$

0,05 до 0,85; в третьем – от 0,05 до 0,8. Распознавание с использованием кривых составляет около 75%.

Под структурным контролем первого рода ( $СК_1$ ) понимается местоположение локальной структуры в пределах крупной тектонической структуры первого порядка. Средние значения по данному критерию для нефтегазоносных и пустых структур значительно отличаются между собой во всех рассматриваемых вариантах. По критериям  $t$  и  $\chi^2$  критерий  $СК_1$  информативен. В табл.3.2 приведены линейные взаимосвязи между вероятностью нефтегазоносности структур  $P$  и  $СК_1$ . Эти связи положительные, но интервал варьирования величины  $P$  незначителен. Распознавание по линейным моделям эталонной выборки составляет для нефтяных структур 72% - 90,5%; для пустых – 42,5% - 52,4%. Т.е. лучше определяются нефтегазоносные структуры, чем пустые. Вероятностные кривые наличия залежей УВ в зависимости от  $СК_1$  построить не представляется возможным из-за того, что имеется всего три рассматриваемых варианта.

Критерий  $СК_2$  показывает местоположение структуры в пределах крупной тектонической структуры второго порядка. Критерий  $СК_2$  по критериям  $t$  и  $\chi^2$  информативен и имеет несколько больший интервал варьирования величины  $P$ , чем по  $СК_1$ .

Статистические данные по  $СК_1$  и  $СК_2$ , наличие связей с  $P$ , а также анализ ЛДФ свидетельствуют о том, что положительные структуры косвенно контролируют нефтегазоносность локальных структур путем стимуляций и концентраций латеральных потоков УВ, создавая благоприятные условия для миграции и аккумуляции УВ.

Рассматривая соотношение локального и регионального углов наклона кровли юрского НГК, видим, что для нефтегазоносных структур эти величины в среднем выше, чем для пустых, при практически одинаковых квадратичных отклонениях (см. табл.3.2). Связи между  $P$  и

отношением  $\alpha_n/\alpha_p$  во всех рассматриваемых вариантах значимые и характеризуются значительным размахом значений  $P$ . Вероятностные кривые по  $\alpha_n/\alpha_p$  приведены на рис.3.8. Отсюда видно, что связи между  $P$  и  $\alpha_n/\alpha_p$  во всех трех случаях наилучшим образом аппроксимируются логарифмическими зависимостями. Верное распознавание, выполненное по вероятностным кривым, составляет от 46,1% до 69,2%. При этом лучше распознаются пустые, чем нефтегазоносные структуры. По критериям  $t$  и  $\chi^2$  данный признак информативен.

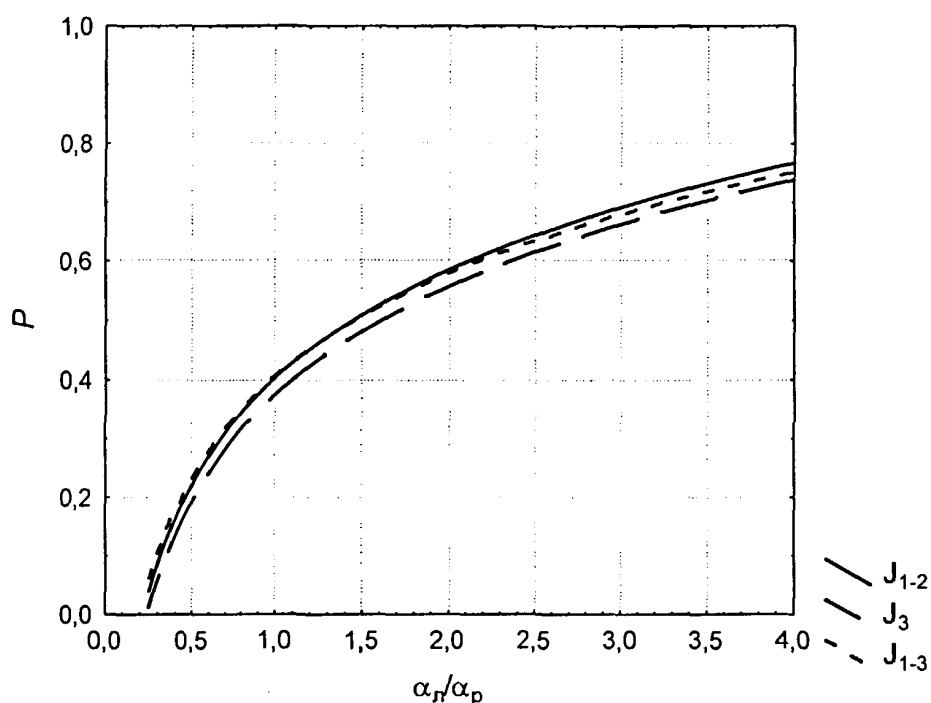


Рис.3.8. Зависимость между  $P$  и  $\alpha_n/\alpha_p$

Необходимо отметить, что по отношению  $\alpha_n/\alpha_p$ , в отличие от критериев  $СК_1$  и  $СК_2$ , лучше распознаются пустые структуры. Это также свидетельствует о разнонаправленности тех процессов, которые происходили при формировании залежей УВ. При использовании для разделения ЛДФ распознавание улучшилось незначительно. По мнению

автора данной работы, критерий  $\alpha_d/\alpha_p$  влияет на интенсивность латеральной миграции УВ из наиболее погруженных частей к ловушкам, а также (совместно с критерием СК<sub>2</sub>) – на перераспределение нефти и газа между ловушками.

Влияние разломов на особенности распределения скоплений УВ оценивалось в работе [30]. Из табл.3.2 видно, что в среднем значение  $L_p$  для нефтегазоносных структур во всех рассматриваемых вариантах а 1,15 – 1,52 раза меньше, чем для пустых, при близких среднеквадратичных отклонениях и коэффициентах вариации. Связи между  $P$  и  $L_p$  статистически не значимые, отрицательные, характеризуются широким диапазоном изменений  $P$  (см. табл.3.2), т.е. влияние данного фактора на возможность заполнения ловушки значительно. Анализ этих связей показывает, что при прочих равных условиях максимальное влияние  $L_p$  на нефтегазоносность можно оценить в 60% - 61%, тогда как по универсальной модели, приведенной в работе [30], оно составляет 68%. Вероятностные кривые влияния разломов на нефтегазоносность структур приведены на рис.3.9. Анализ этих кривых показывает, что максимальное снижение вероятностей наблюдается примерно до 20 км от разломов, затем это влияние значительно снижается.

Правильность распознавания несколько лучше по вероятностной кривой, чем по линейной модели, при этом интервалы варьирования практически совпадают. Распознавание по ЛДФ характеризуется такой же величиной. Отметим, что по  $L_p$  несколько лучше распознаются нефтегазоносные структуры, чем пустые.

Ранее в предыдущей главе и начале данной главы было исследовано влияние рифтов на нефтегазоносность. В табл.3.2 приведены характеристики, описывающие связь рифтов с нефтегазоносностью:  $L_{рифт}$  и  $\alpha_{рифт}$ . Средние значения  $L_{рифт}$  у двух классов структур несколько отличаются при близких по величинам среднеквадратических отклонениях

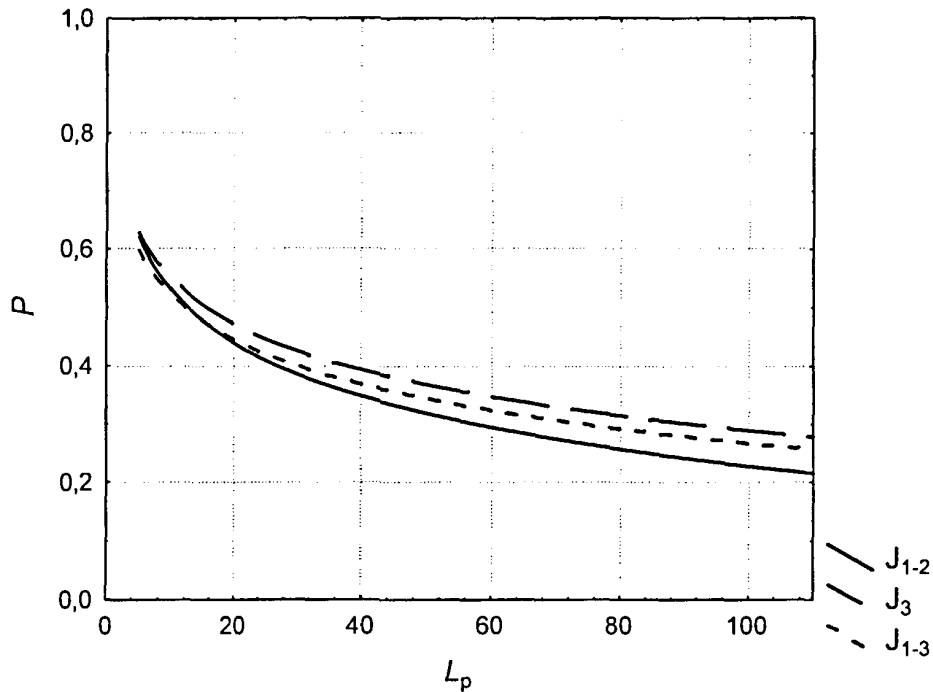


Рис.3.9. Зависимость между  $P$  и  $L_p$

и коэффициентах корреляции. Связи между  $P$  и  $L_{\text{рифт}}$  обратные, статистически незначимые (табл.3.2). Вероятностные кривые, описывающие связь между  $P$  и  $L_{\text{рифт}}$ , приведены на рис.3.10. Отсюда видно, что максимальное влияние величины  $L_{\text{рифт}}$  на нефтегазоносность наблюдается до 20 км для ниже-среднеюрского и верхнеюрского НГК и значительно увеличивается, когда изучается их нефтегазоносность совместно. Распознавание по разным методам и нефтегазоносным комплексам практически одинаково.

Характеристики  $\alpha_{\text{рифт}}$ , описывающие соотношение направлений рифта и структур, имеют средние значения для нефтегазоносных структур значительно меньшие, чем для пустых. Связи между  $P$  и  $\alpha_{\text{рифт}}$  во всех рассматриваемых вариантах отрицательные, статистически незначимые. Здесь необходимо отметить, что значения свободных и угловых членов уравнений регрессии, а также коэффициентов корреляции, достаточно



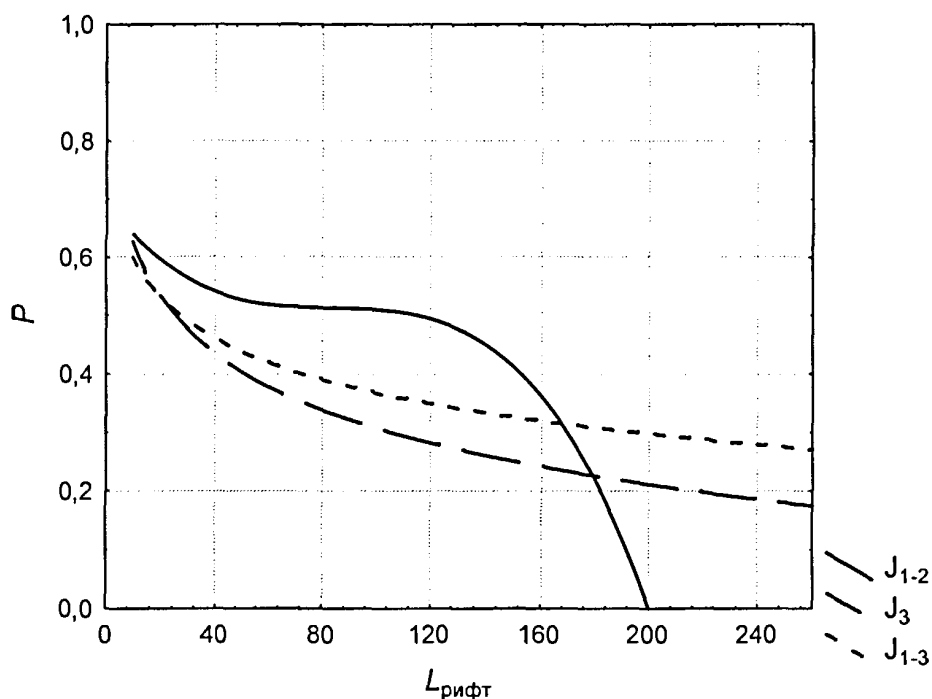


Рис.3.10. Зависимость между  $P$  и  $L_{\text{рифт}}$

близки. Распознавание, выполненное по линейной модели, является наилучшим для пустых структур по сравнению с нефтегазоносными. Вероятностные кривые зависимости  $P$  от  $\alpha_{\text{рифт}}$  приведены на рис.3.11. Из рисунка видно, что максимальное влияние  $\alpha_{\text{рифт}}$  на нефтегазоносность находится в интервале от 0 до  $30^\circ$ .

Средние значения  $m_k$  у двух классов структур приведены в табл.3.2. Отсюда видно, что они для нефтегазоносных структур значительно меньше при близких по величинам среднеквадратичных отклонениях коэффициентов вариации. Корреляционные связи между  $P$  и  $m_k$  во всех случаях отрицательные, с высокими значениями  $r$ , а для ниже-среднеюрского НГК эта связь статистически значимая. По данной модели очень хорошо распознаются нефтегазоносные структуры и значительно хуже – пустые (табл.3.2). Вероятностные кривые зависимости  $P$  от  $m_k$  приведены на рис.3.12, из которого следует, что уменьшение значений  $P$

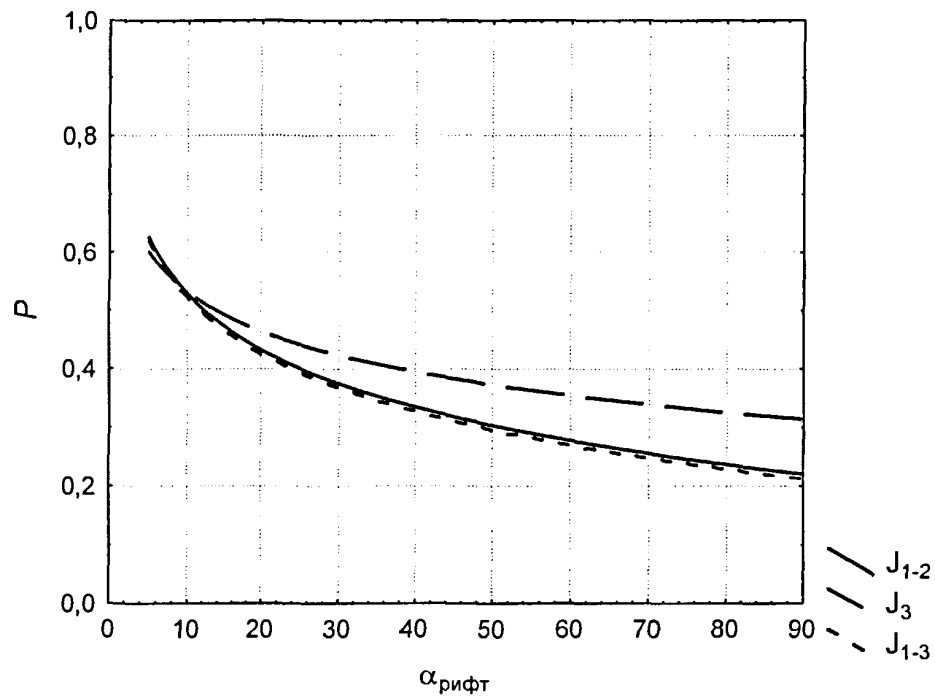


Рис.3.11. Зависимость между  $P$  и  $\alpha_{\text{рифт}}$

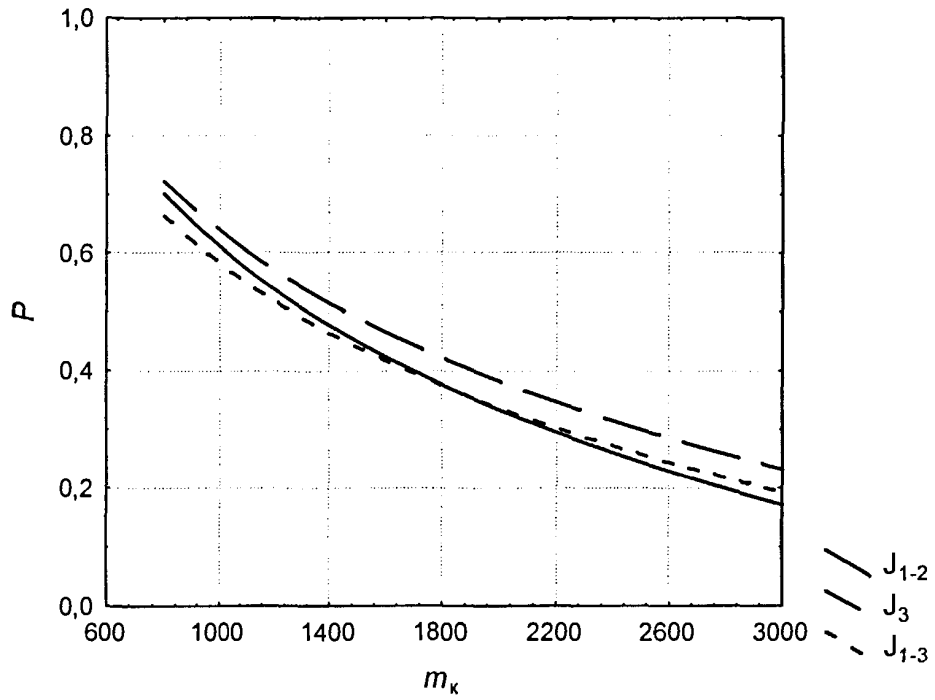


Рис.3.12. Зависимость между  $P$  и  $m_k$

происходит практически по линейному закону, при достаточно большом размахе значений по  $P$  – от 0,72 до 0,15.

Аналогичное сильно дифференцированное распознавание нефтегазоносных и пустых структур наблюдается при использовании вероятностных кривых и метода ЛДФ. По критериям  $t$  и  $\chi^2$  показатель  $m_k$  обладает средней информативностью.

По средним значениям толщины региональной глинистой покрывки  $m_n$  нефтегазоносные и пустые структуры практически не отличаются. Корреляционные связи между  $P$  и  $m_n$  слабые, разнонаправленные (табл.3.2). Вероятностных кривых по данному критерию построить не удалось. Разделение структур на классы с использованием линейных моделей и ЛДФ также характеризуется очень дифференцированным процентом распознавания. По данному критерию значительно лучше распознаются нефтегазоносные структуры, чем пустые.

Изучение палеоструктурного развития нефтегазоносных и пустых структур показало, что по имеющимся данным не представляется возможным считать критерии  $A_{k1}$ ,  $A_{k2}$  и  $A_{kz}$  информативными. Средние значения для нефтегазоносных и пустых структур по величинам  $A_{k1}$ ,  $A_{k2}$  и  $A_{kz}$  практически равны. Линейные модели между  $P$  и  $A_{k1}$ ,  $A_{k2}$  и  $A_{kz}$  имеют разнонаправленный характер, но во всех случаях статистически незначимы. Вероятностных кривых по критериям  $A_{k1}$ ,  $A_{k2}$  и  $A_{kz}$  построить не удалось ввиду случайного распределения частот на диапазонах варьирования этих характеристик. По критериям  $t$  и  $\chi^2$  эти показатели малоинформативны.

Из табл.3.2 видно, что средние значения неотектонических движений  $A_n$  нефтегазоносных и пустых структур несколько отличаются; они во всех случаях выше на пустых структурах чем на нефтегазоносных. Регрессионные модели между  $P$  и  $A_n$  характеризуются обратным видом и высокими коэффициентами корреляции. При этом отметим, что для

верхнеюрского НГК связь статистически значимая. Верное распознавание по линейной модели изменяется от 37,1% до 72,0%. Вероятностные кривые по данному показателю приведены на рис.3.13, откуда видно, что с увеличением значений  $A_n$  вероятность нефтегазоносности структур закономерно снижается. Правильное распознавание, выполненное по вероятностным кривым, близко к распознаванию, полученному по линейным моделям, а распознавание по методу ЛДФ значительно ниже.

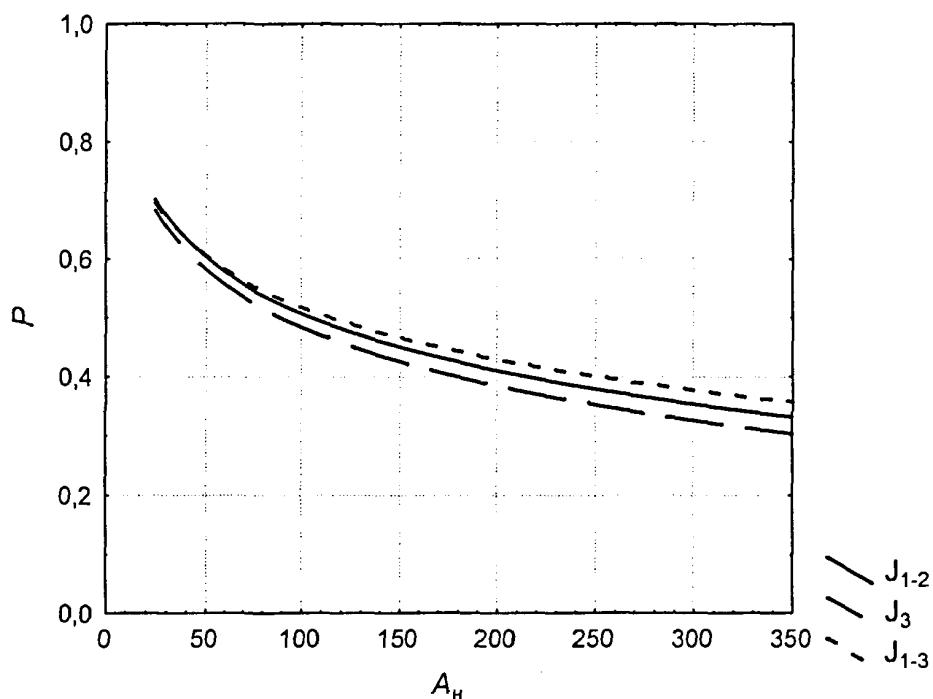


Рис.3.13. Зависимость между  $P$  и  $A_n$

В предыдущей главе были описаны особенности распределения содержания ОВ в изучаемых отложениях. Среднее содержание  $C_{орг}$  в пределах нефтегазоносных структур примерно в 1,3 раза выше, чем в пределах площадей, не содержащих скопления УВ (табл.3.2). Корреляционные связи между  $P$  и  $C_{орг}$  во всех случаях прямые и статистически значимые, при этом верное распознавание достаточно высокое и в среднем составляет 65,4%. Особенно высокое распознавание

получено для верхнеюрского НГК. Вероятностные кривые зависимости  $P$  от  $C_{орг}$  приведены на рис.3.14 и показывают, что при повышении  $C_{орг}$  значение  $P$  закономерно увеличивается по логарифмическим видам. Среднее верное распознавание, полученное по вероятностным кривым, даже несколько выше, чем по линейным моделям – 66,3%. Распознавание с помощью ЛДФ изменяется от 49,6% до 73,8%.

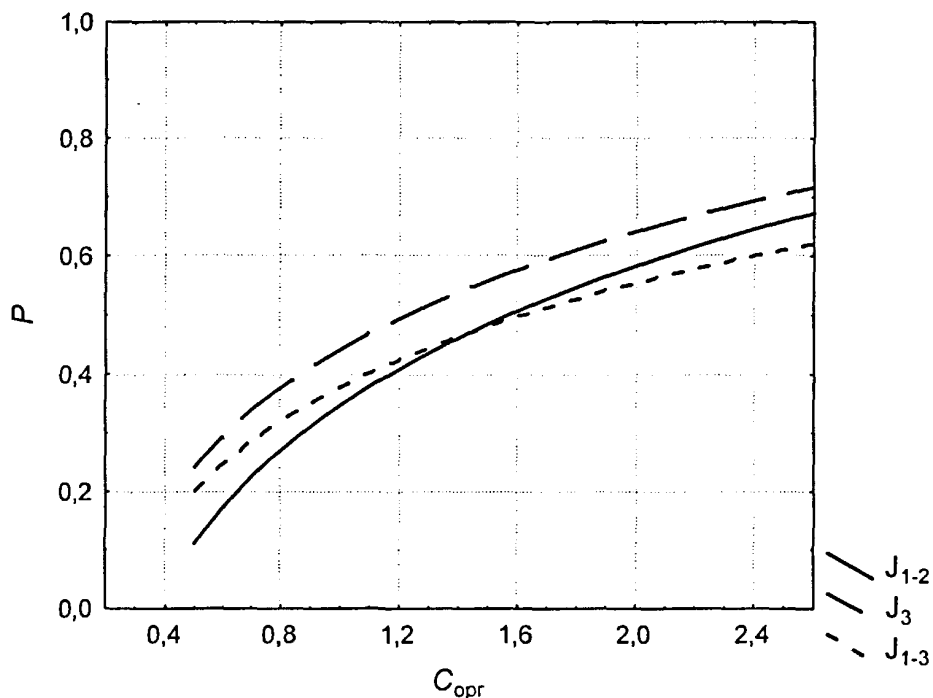


Рис.3.14. Зависимость между  $P$  и  $C_{орг}$

Средние значения  $H_{нефт}$  для нефтяных и пустых площадей различаются незначительно, что видно из табл.3.2. Отсюда также следует, что уравнения регрессии между  $P$  и  $H_{нефт}$  во всех случаях отрицательные, статистически незначимые. Правильное распознавание, полученное по этим моделям, варьирует от 22,9% до 76,0%. Вероятностные кривые по данному критерию не построены, т.к. наилучшим образом соотношение между  $P$  и  $H_{нефт}$  описывается линейными моделями. Распознавание,

полученное с помощью ЛДФ, также очень дифференцировано и варьирует от 24% до 74%.

Рассмотрим полученные результаты. Наиболее информативными являются критерии, в которых участвуют как характеристики, описывающие сами структуры ( $A$ ,  $S$ ,  $A/\sqrt{S}$ ), так и условия, где они находятся ( $СК_1$ ,  $СК_2$ ,  $\alpha_l/\alpha_p$ ,  $L_p$ ,  $L_{рифт}$ ,  $\alpha_{рифт}$ ). Также информативными являются  $C_{орг}$ ,  $m_k$  и  $A_m$ . Исследуемые палеоструктурные критерии являются малоинформативными.

Выполненный анализ индивидуальной информативности показывает, что ни по одному из критериев невозможно полностью разделить структуры (скважны) на нефтегазоносные и пустые.

Для уточнения выявленных особенностей, воссоздания схем формирования УВ был проведен корреляционный анализ связей между рассмотренными признаками. В качестве меры взаимосвязей использовался линейный коэффициент корреляции, который определялся в двух вариантах: первый вариант – для нефтегазоносных структур (скважин), второй – для пустых. При этом обращалось внимание не только на тесноту связи, но и, самое главное, на отличие связей для структур (скважин) нефтегазоносных и пустых.

Коэффициенты корреляции для триас-нижнеюрских отложений приведены в табл. 3.3, различные варианты по юрским отложениям – в табл. 3.4 – 3.6.

Показатель  $m_{г,j}$  для нефтегазоносных скважин характеризуется наличием только одной значимой корреляционной связью с  $\beta$ ; для пустых скважин таких связей три: с  $H_j$ ,  $\beta$  и  $K_a$  (табл.3.3). Для показателя  $D_n$  наблюдается только одна значимая связь с  $D_n$  ( $r = 0,70$ ) для пустых скважин, тогда как для нефтегазоносных эта связь отсутствует ( $r = 0,02$ ). По  $D_n$  наблюдаются две значимые связи для пустых скважин и одна значимая для

Таблица 3.3

## Корреляционная матрица для триас-нижнеюрских отложений

	$m_{T-J}$	$D_n$	$D_n$	$H_J$	$K_m$	$\beta$	$K_a$	$L_{рифт}$
$m_{T-J}$	<u>1,00</u> 1,00	<u>0,17</u> 0,37	<u>0,56</u> 0,56	<u>0,31</u> 0,67*	<u>0,52</u> 0,53	<u>0,67*</u> 0,78*	<u>0,37</u> 0,60*	<u>-0,03</u> -0,42
$D_n$		<u>1,00</u> 1,00	<u>0,02</u> 0,70*	<u>0,52</u> 0,52	<u>0,36</u> 0,14	<u>0,43</u> 0,10	<u>0,57</u> 0,51	<u>-0,24</u> -0,31
$D_n$			<u>1,00</u> 1,00	<u>0,10</u> 0,75*	<u>0,52</u> 0,22	<u>0,53</u> 0,29	<u>0,65*</u> 0,57	<u>-0,53</u> -0,43
$H_J$				<u>1,00</u> 1,00	<u>0,52</u> 0,53	<u>0,67*</u> 0,78*	<u>0,37</u> 0,60*	<u>-0,03</u> -0,42
$K_m$					<u>1,00</u> 1,00	<u>0,71*</u> 0,41	<u>0,64*</u> 0,41	<u>-0,49</u> -0,19
$\beta$						<u>1,00</u> 1,00	<u>0,72*</u> 0,68*	<u>-0,16</u> -0,26
$K_a$							<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,25</u> -0,24
$L_{рифт}$								<u>1,00</u> 1,00

Примечание: в числителе – нефтегазоносные скважины, в знаменателе – пустые.

нефтегазоносных скважин. При этом отметим, что если для пустых скважин эти связи статистически значимы (с  $D_n$ ,  $H_J$ ), то для нефтяных скважин эти связи очень слабые. В случае, когда для нефтяных скважин имеется значимая связь с  $K_a$ , для пустых скважин она также высока (0,65; 0,57). Показатель  $H_J$  имеет 4 значимых корреляции ( $m_{T-J}$ ,  $D_n$ ,  $\beta$ ,  $K_a$ ) для пустых скважин и только одну ( $\beta$ ) – для нефтегазоносных. Величина  $K_m$  характеризуется наличием 6 значимых корреляций, из которых 4 – для нефтегазоносных структур. По коэффициенту  $\beta$  наблюдается наличие 8 (50% от всех изучаемых связей) значимых корреляций, из которых 4 – для нефтегазоносных скважин. Коэффициент  $K_a$  имеет 5 значимых связей с другими показателями, из которых 3 принадлежат пустым скважинам. И, наконец, критерий  $L_{рифт}$  не имеет значимых и отличных по знаку корреляций как для нефтегазоносных, так и для пустых скважин. Если сосчитать количество значимых корреляций, то их число для нефтяных скважин

Таблица 3.4

## Корреляционная матрица для ниже-среднеюрских отложений

	$A$	$S$	$A/\sqrt{S}$	$CK_1$	$CK_2$	$\alpha_n/\alpha_p$	$L_p$	$L_{рифт}$	$\alpha_{рифт}$	$m_k$	$m_n$	$A_{k1}$	$A_{k2}$	$A_{kz}$	$A_n$	$C_{орг}$	$H_{нефт}$
$A$	1,00 1,00	0,71* 0,78*	0,38 0,63	0,35 0,19	0,46* 0,49*	0,15 -0,54	0,32 -0,38	-0,37 -0,17	-0,38 -0,38*	0,24 -0,25	-0,25 -0,13	0,12 -0,30	-0,53 0,20	0,48* 0,04	-0,17 0,03	0,25 0,21	0,42 -0,12
$S$		1,00 1,00	-0,21 0,13	0,08 0,35*	0,27 0,55*	0,52* 0,21	-0,25 -0,33	-0,23 -0,04	-0,28 -0,35	0,52* -0,32*	-0,22 -0,18	-0,06 -0,28	-0,32 0,16	0,49* 0,10	0,04 0,14	0,36 0,00	0,46* -0,25
$A/\sqrt{S}$			1,00 1,00	0,50* -0,09	0,24 0,12	0,81* 0,74*	0,17 -0,27	-0,21 -0,22	-0,11 -0,31*	-0,40 -0,04	0,11 0,04	0,19 0,09	-0,27 0,00	0,07 -0,13	-0,26 -0,20	0,10 0,34*	0,19 0,16
$CK_1$				1,00 1,00	0,46 0,28	0,33 -0,07	0,04 0,08	0,29 0,23	0,13 -0,19	-0,08 -0,02	0,12 -0,25	-0,25 -0,16	0,04 -0,22	0,36 0,30*	0,17 0,42*	-0,24 -0,16	-0,15 -0,29*
$CK_2$					1,00 1,00	-0,07 0,28	0,27 -0,12	0,07 0,04	-0,42 -0,09	0,08 -0,16	-0,22 -0,10	-0,13 -0,34*	0,12 0,17	0,04 0,13	-0,05 0,14	0,01 0,06	0,10 -0,00
$\alpha_n/\alpha_p$						1,00 1,00	-0,02 -0,44*	0,07 -0,33*	0,12 -0,19	-0,46* -0,13	0,30 0,04	0,09 0,00	-0,18 0,05	0,09 -0,08	-0,31 -0,26	-0,05 0,50*	-0,00 0,11
$L_p$							1,00 1,00	-0,18 0,31	-0,50* 0,22	-0,38 0,64*	-0,30 -0,01	0,23 -0,06	-0,26 -0,06	-0,00 0,13	-0,39 0,26	0,45* -0,47*	0,51* 0,35*
$L_{рифт}$								1,00 1,00	0,38 -0,09	-0,10 0,09	0,19 -0,09	-0,19 -0,08	0,29 -0,38*	-0,08 0,39*	0,28 0,56*	-0,59* -0,46	-0,38 -0,43*
$\alpha_{рифт}$									1,00 1,00	0,12 -0,07	0,53* 0,39*	-0,02 -0,21	0,03 0,21	-0,01 0,06	0,41 -0,04	-0,52* 0,02	0,36 0,12
$m_k$										1,00 1,00	-0,36 -0,23	-0,15 0,12	0,02 0,02	0,20 -0,11	0,56* 0,07	-0,11 -0,34*	-0,02 0,56*
$m_n$											1,00 1,00	0,04 -0,18	-0,05 0,30*	0,01 -0,08	0,05 -0,27	-0,22 0,29*	-0,22 0,03
$A_{k1}$												1,00 1,00	-0,73* -0,35*	-0,54* -0,60*	-0,16 -0,07	-0,16 -0,11	0,21 0,08
$A_{k2}$													1,00 1,00	-0,17 -0,50*	0,31 -0,41*	-0,48* 0,30*	-0,46 0,32
$A_{kz}$														1,00 1,00	0,15 0,39*	0,26 0,3	0,28 -0,30*
$A_n$															1,00 1,00	-0,52* -0,40*	-0,51* -0,35*
$C_{орг}$																1,00 1,00	0,73* 0,11
$H_{нефт}$																	1,00 1,00



Таблица 3.5

## Корреляционная матрица для ниже-средне- и верхнеюрских отложений

	$A$	$S$	$A/\Delta S$	$CK_1$	$CK_2$	$\alpha_n/\alpha_p$	$L_p$	$L_{рифт}$	$\alpha_{рифт}$	$m_k$	$m_n$	$A_{k1}$	$A_{k2}$	$A_{kz}$	$A_n$	$C_{орг}$	$H_{нефт}$
$A$	1,00 1,00	0,71* 0,88*	0,38 0,58*	0,35 0,271	0,46* 0,48*	0,15 0,60*	0,32 -0,24*	-0,37 -0,15	-0,38 -0,33	0,24 -0,25	-0,25 -0,10	0,12 -0,25	-0,53 0,19	0,48* 0,06	-0,17 -0,15	0,25 0,18	0,42 0,04
$S$		1,00 1,00	-0,21 0,22*	0,08 0,29*	0,27 0,48*	-0,27 0,41*	0,28 -0,17	-0,23 -0,10	-0,28 -0,29*	0,52* -0,28	-0,22 -0,11	-0,06 -0,14	-0,32 0,06	0,49* 0,07	-0,04 0,06	0,36 0,11	0,46* 0,04
$A/\Delta S$			1,00 1,00	0,50* 0,10	0,24 0,17	0,81* 0,67*	0,17 -0,24	-0,21 -0,11	-0,11 -0,27	-0,40 -0,07	0,11 -0,03	0,19 0,10	-0,07 0,00	0,07 -0,11	-0,26 -0,21*	0,10 0,23*	0,19 0,07
$CK_1$				1,00 1,00	0,46 0,37*	0,33 0,14	0,04 -0,08	0,29 0,13	0,13 -0,14	-0,08 -0,05	0,12 -0,06	-0,25 0,05	0,01 -0,22*	0,36 0,18	0,17 0,27*	-0,24 -0,12	-0,15 -0,22*
$CK_2$					1,00 1,00	-0,07 0,32*	0,27 -0,13	0,07 0,01	-0,42 -0,13	-0,22 -0,14	0,01 0,04	-0,13 -0,21*	0,12 0,10	0,04 0,05	-0,05 0,06	0,01 0,00	0,10 0,05
$\alpha_n/\alpha_p$						1,00 1,00	-0,02 -0,34*	0,07 -0,16	0,12 -0,18	-0,46* -0,23*	0,30 -0,07	0,09 0,05	-0,18 -0,00	0,09 -0,06	-0,31 -0,26*	-0,05 0,29*	-0,00 0,00
$L_p$							1,00 1,00	-0,50* 0,20	0,04 0,14	-0,38 0,46*	-0,30 -0,09	-0,23 -0,06	-0,26 -0,12	-0,00 0,18	-0,39 -0,46*	0,45* -0,46*	0,51* 0,24*
$L_{рифт}$								1,00 1,00	0,38 0,06	-0,10 0,17	0,19 -0,10	-0,19 0,12	0,29 -0,27	-0,08 0,12	0,28 0,46*	-0,59* -0,52*	-0,38 -0,50
$\alpha_{рифт}$									1,00 1,00	0,12 0,30	0,53* -0,07	-0,02 0,10	0,03 -0,12	-0,01 0,11	0,41 0,06	-0,36 -0,07	-0,02 0,10
$m_k$										1,00 1,00	-0,36 -0,11	-0,02 0,14	-0,15 -0,02	0,02 -0,08	0,56* 0,14	-0,11 -0,35*	-0,02 0,18
$m_n$											1,00 1,00	0,04 -0,05	-0,05 0,19	0,01 -0,10	0,05 -0,10	-0,22 0,16	-0,22 0,07
$A_{k1}$												1,00 1,00	-0,73* -0,28*	-0,54* -0,65*	-0,16 -0,06	-0,16 -0,17	0,21 -0,04
$A_{k2}$													1,00 1,00	-0,17 -0,51*	0,31 -0,24	-0,02 0,25*	-0,48* 0,20
$A_{kz}$														1,00 1,00	-0,15 0,26*	0,26 0,3	0,28 -0,14
$A_n$															1,00 1,00	-0,52* -0,37*	-0,51* -0,36*
$C_{орг}$																1,00 1,00	0,73* 0,24
$H_{нефт}$																	1,00 1,00

Таблица 3.6

Корреляционная матрица для верхнеюрских отложений

	$A$	$S$	$A/\sqrt{S}$	$CK_1$	$CK_2$	$\alpha_n/\alpha_p$	$L_p$	$L_{рифт}$	$\alpha_{рифт}$	$m_k$	$m_n$	$A_{k1}$	$A_{k2}$	$A_{kz}$	$A_n$	$C_{орг}$	$H_{нефт}$
$A$	<u>1,00</u> 1,00	<u>0,83*</u> 0,81	<u>0,40*</u> 0,62*	<u>0,37*</u> 0,15	<u>0,40*</u> 0,39*	<u>0,27</u> 0,49*	<u>-0,02</u> -0,09	<u>-0,28*</u> 0,07	<u>-0,32*</u> -0,28*	<u>-0,15</u> -0,04	<u>-0,20</u> -0,07	<u>-0,02</u> -0,02	<u>-0,28</u> 0,00	<u>0,34*</u> 0,03	<u>-0,09</u> 0,00	<u>0,02</u> -0,17	<u>0,23</u> -0,14
$S$		<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,01</u> 0,14	<u>0,28*</u> 0,16	<u>0,32*</u> 0,49*	<u>0,02</u> 0,20	<u>0,02</u> -0,10	<u>-0,17</u> 0,02	<u>-0,30*</u> -0,20	<u>0,03</u> -0,14	<u>-0,18</u> -0,12	<u>-0,09</u> -0,06	<u>-0,26</u> 0,13	<u>0,40*</u> -0,05	<u>0,00</u> 0,05	<u>0,10</u> -0,18	<u>0,27</u> -0,12
$A/\sqrt{S}$			<u>1,00</u> 1,00	<u>0,11</u> 0,15	<u>0,06</u> 0,07	<u>0,58*</u> 0,73*	<u>0,00</u> 0,18	<u>-0,34</u> -0,28*	<u>-0,09</u> 0,01	<u>-0,19</u> -0,04	<u>0,04</u> 0,22	<u>0,18</u> 0,22	<u>-0,15</u> -0,21	<u>-0,02</u> -0,10	<u>-0,24</u> -0,05	<u>0,12</u> -0,06	<u>0,27</u> -0,16
$CK_1$				<u>1,00</u> 1,00	<u>0,38*</u> 0,33*	<u>-0,04</u> 0,17	<u>0,00</u> -0,03	<u>0,28*</u> 0,16	<u>-0,27</u> 0,07	<u>-0,15</u> 0,00	<u>-0,09</u> 0,00	<u>-0,10</u> -0,01	<u>-0,17</u> -0,01	<u>0,30</u> -0,32*	<u>0,25</u> 0,35*	<u>-0,28*</u> -0,17	<u>-0,28*</u> -0,24
$CK_2$					<u>1,00</u> 1,00	<u>0,00</u> 0,19	<u>0,00</u> 0,03	<u>0,15</u> 0,09	<u>-0,22</u> -0,06	<u>-0,01</u> -0,09	<u>-0,15</u> 0,10	<u>-0,24</u> -0,09	<u>0,03</u> 0,01	<u>0,22</u> -0,01	<u>0,06</u> 0,19	<u>-0,06</u> -0,25	<u>0,04</u> 0,03
$\alpha_n/\alpha_p$						<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,08</u> -0,31	<u>-0,18</u> 0,11	<u>0,11</u> -0,19	<u>-0,30</u> -0,14	<u>0,18</u> -0,14	<u>0,14</u> 0,16	<u>-0,24</u> -0,08	<u>0,12</u> -0,13	<u>-0,27</u> -0,13	<u>0,10</u> -0,01	<u>0,12</u> -0,23
$L_p$							<u>1,00</u> 1,00	<u>0,08</u> 0,13	<u>-0,17</u> 0,07	<u>0,02</u> 0,43*	<u>-0,11</u> -0,15	<u>0,20</u> -0,16	<u>-0,17</u> -0,05	<u>-0,02</u> 0,23	<u>-0,18</u> 0,20	<u>0,09</u> -0,42	<u>0,40*</u> 0,24
$L_{рифт}$								<u>1,00</u> 1,00	<u>0,07</u> 0,06	<u>0,16</u> 0,04	<u>-0,03</u> -0,09	<u>-0,07</u> 0,11	<u>-0,02</u> -0,23	<u>0,10</u> 0,10	<u>0,44*</u> 0,37	<u>-0,49*</u> -0,44*	<u>-0,42*</u> -0,51*
$\alpha_{рифт}$									<u>1,00</u> 1,00	<u>0,27</u> -0,12	<u>0,46*</u> 0,27*	<u>-0,07</u> -0,17	<u>0,22</u> 0,09	<u>-0,18</u> 0,10	<u>0,06</u> 0,15	<u>-0,19</u> -0,01	<u>-0,04</u> 0,06
$m_k$										<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,06</u> -0,20	<u>-0,03</u> 0,09	<u>0,07</u> 0,02	<u>-0,06</u> -0,06	<u>0,44*</u> -0,04	<u>0,33*</u> -0,19	<u>0,03</u> 0,28*
$m_n$											<u>1,00</u> 1,00	<u>0,01</u> -0,07	<u>0,18</u> 0,13	<u>-0,22</u> -0,02	<u>-0,12</u> -0,03	<u>0,02</u> 0,17	<u>-0,02</u> 0,04
$A_{k1}$												<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,60*</u> -0,17	<u>-0,39*</u> -0,74*	<u>-0,07</u> -0,15	<u>-0,16</u> -0,08	<u>0,13</u> 0,06
$A_{k2}$													<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,50*</u> -0,48*	<u>0,07</u> -0,24	<u>0,12</u> 0,15	<u>-0,14</u> 0,23
$A_{kz}$														<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,01</u> 0,31*	<u>0,04</u> -0,06	<u>0,02</u> 0,13
$A_n$															<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,52*</u> -0,20	<u>-0,51*</u> -0,28*
$C_{орг}$																<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,52*</u> -0,16
$H_{нефт}$																	<u>1,00</u> 1,00

равно 6, для пустых – 8, при этом они совпадают для этих классов только в двух случаях.

Таким образом, изучение корреляционных связей показывает отличие корреляций для нефтегазоносных и пустых скважин.

Корреляционные связи для юрских отложений приведены в табл. 3.4, 3.5, 3.6. Для ниже-среднеюрских отложений наиболее интересные корреляции получены для двух изучаемых классов между  $A$  и  $L_p$ , которые для нефтегазоносных структур являются положительными, для пустых – отрицательными; а также между  $A$  и  $A_{к1}$ ,  $A_{к2}$  и  $A_{кз}$ , что свидетельствует о том, что структуры развивались в течение геологического времени по-разному. Нефтегазоносные структуры получили свое развитие в нижнемеловое время ( $r = 0,12$ ), затем наблюдалось ослабление их развития ( $r = -0,53$ ), и значительный прирост амплитуд они получили в кайнозойское время ( $r = 0,48$ ). Структуры, которые являются пустыми в ниже-среднеюрских отложениях, развивались более пассивно, о чем свидетельствуют невысокие значения коэффициентов между  $A$  и  $A_{к1}$  ( $r = -0,30$ ),  $A_{к2}$  ( $r = 0,20$ ) и  $A_{кз}$  ( $r = 0,04$ ). Необходимо также отметить положительные связи между  $A$  и  $H_{нефт}$  для нефтегазоносных структур и слабые отрицательные корреляции для пустых структур, что свидетельствует о связях существования локальных ловушек и возможным временем заполнения их УВ. Также обращает на себя внимание прямая связь  $S$  с  $m_k$  для нефтегазоносных структур и обратная – для пустых структур. Интенсивность нефтегазоносных структур характеризуется наличием положительной связи с  $СК_1$  и практическим отсутствием этой связи для пустых площадей. Критерий  $СК_1$  имеют прямые связи с  $\alpha_l/\alpha_p$  для нефтегазоносных структур и слабые отрицательные связи – для пустых структур. Показатель  $L_p$  имеет сильную отрицательную корреляцию с  $\alpha_{рифт}$  для нефтегазоносных структур и слабую положительную корреляцию – для пустых структур. Кроме этого, показатель  $L_p$  имеет различные по силе и

знаку связи для нефтегазоносных и пустых структур с  $C_{орг}$  и  $m_k$  (рис.3.15). Критерий  $L_{рифт}$  характеризуется наличием отрицательной значимой связи с  $C_{орг}$  для нефтегазоносных структур и отсутствием этой корреляции – для пустых структур. Мощность юрского НГК имеет две достаточно интересные корреляции для изучаемых групп структур – с  $A_n$  и  $H_{нефт}$ . Если с  $A_n$  для нефтегазоносных структур эта связь положительная, то для пустых структур – того же знака, но очень слабая (рис.3.16). Для нефтегазоносных структур корреляция между  $m_k$  и  $H_{нефт}$  является слабой отрицательной ( $r = -0,02$ ), для пустых – положительной статистически значимой. Из критериев  $A_{к1}$ ,  $A_{к2}$  и  $A_{кз}$  наиболее разнонаправленные и разносильные связи с другими показателями получены по  $A_{к2}$  (табл.3.4). Это, во-первых, связи между  $A_{к2}$  и  $A_{кз}$ ,  $A_{к2}$  и  $C_{орг}$ ,  $A_{к2}$  и  $A_{к1}$  (рис.3.17). Показатель  $C_{орг}$  имеет сильную корреляцию для нефтегазоносных структур с  $H_{нефт}$  и практическое отсутствие взаимосвязи между ними – для пустых структур (рис.3.18).

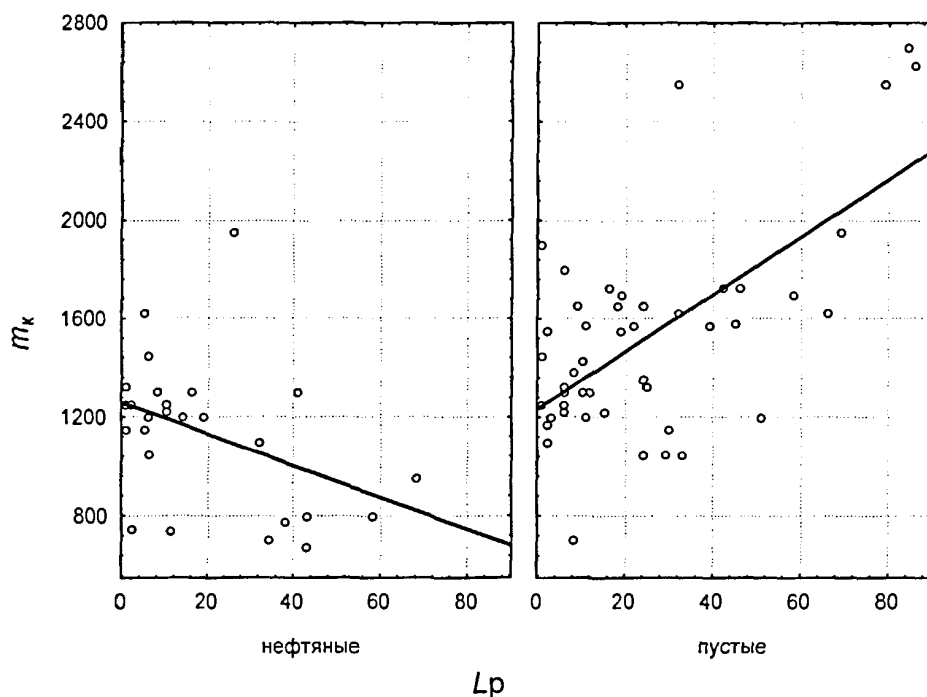


Рис.3.15. Корреляционные поля между параметрами  $m_k$  и  $L_p$

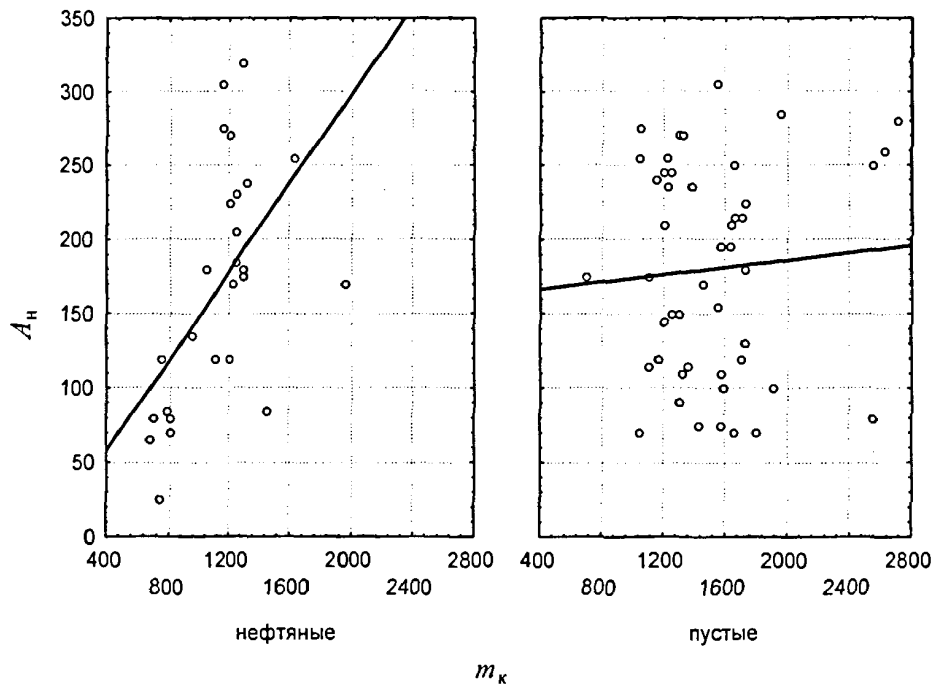


Рис.3.16. Корреляционные поля между параметрами  $m_k$  и  $A_H$

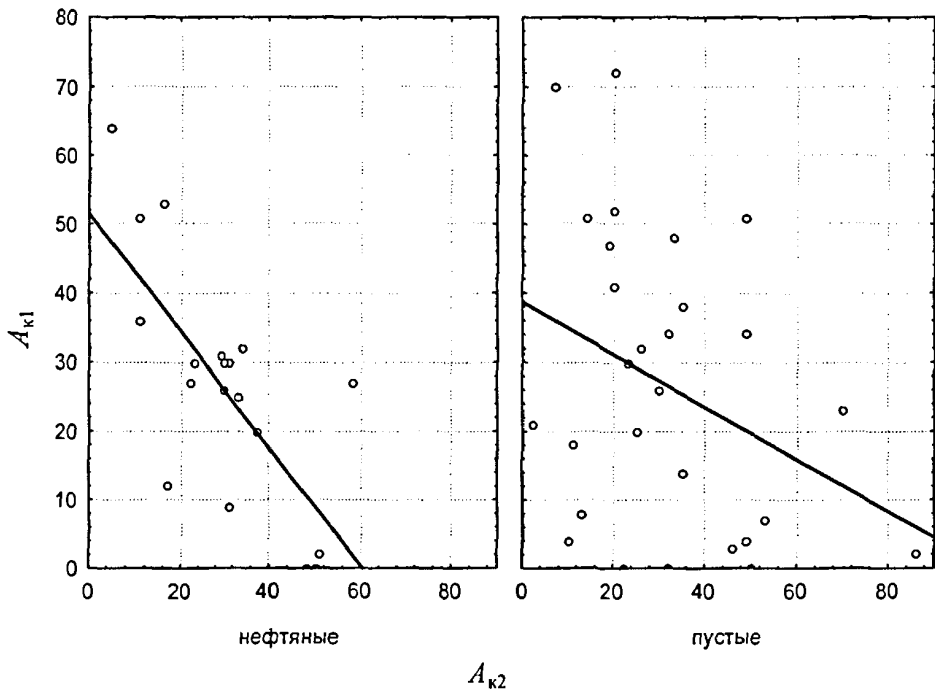


Рис.3.17. Корреляционные поля между параметрами  $A_{k2}$  и  $A_{k1}$

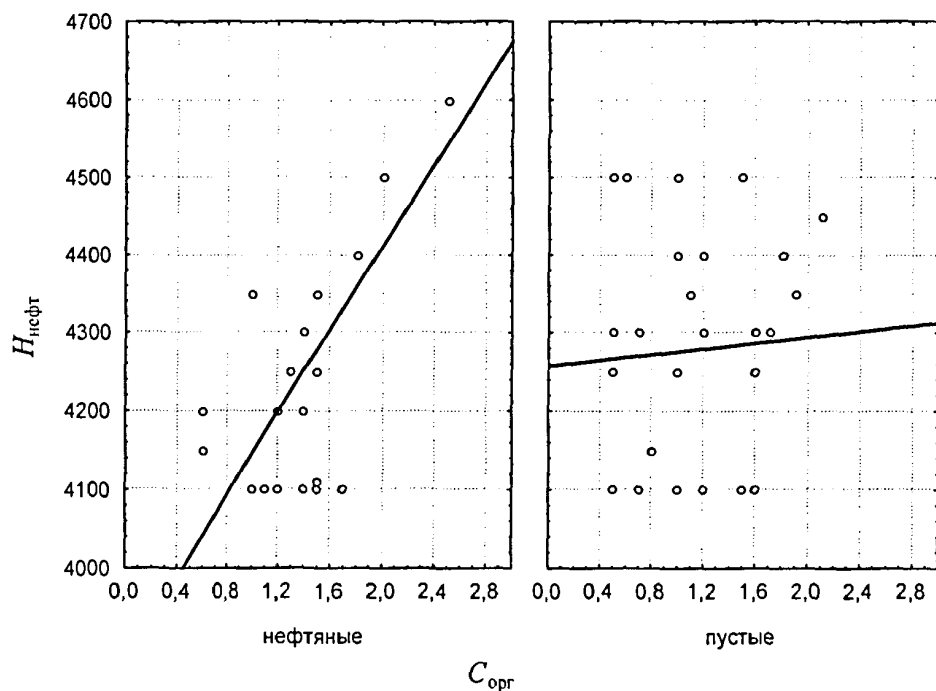


Рис.3.18. Корреляционные поля между параметрами  $C_{орг}$  и  $H_{нефт}$

В табл.3.5 приведены значения  $r$  в том случае, когда совместно нефтегазоносны ниже- средне- и верхнеюрские отложения. Необходимо отметить, что они во многом повторяют, с некоторыми изменениями, значения коэффициентов  $r$ , приведенные в табл.3.4 и описанных выше в тексте. Здесь только отметим, что для данного НГК наблюдается сильная корреляция между  $\alpha_n/\alpha_p$  и  $A$  для пустых структур, что не наблюдалось с ниже-среднеюрском НГК; также отсутствие корреляции между  $\alpha_{рифт}$  и  $C_{орг}$  для нефтегазоносных структур; ослабление связей между  $A_{к2}$  и  $C_{орг}$ .

В табл.3.6 приведены корреляционные связи между изучаемыми показателями для верхнеюрского НГК. При изучении направлений и значений  $r$  здесь прослеживается некоторое снижение значимых корреляционных связей между изучаемыми показателями. Здесь также имеются различия в корреляциях между показателями для нефтегазоносных и пустых структур.

Таким образом, изучение геологического строения с привлечением статистического анализа показывает, что нефтегазоносные и пустые структуры достаточно сильно отличаются между собой. В то же время определено, что по одному из анализируемых критериев и даже по двум критериям (изучение корреляционных связей) невозможно прогнозировать наличие углеводородов в изучаемых отложениях, но можно выделить те критерии, которые можно использовать при комплексной вероятностной оценке, что будет изложено в следующей главе данной работы.

#### 4. ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТРИАС-ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Как отмечалось ранее, основными задачами настоящей работы являются определение процедур (правил) оценки нефтегазоносности структур (площадей) и выбор среди последних наиболее перспективных для постановки глубокого поискового бурения. Для решения поставленной задачи были сформированы обучающие выборки. Для триас-нижнеюрских отложений обучающая выборка была составлена по нефтегазоносным и пустым скважинам. По юрским нефтегазоносным комплексам обучающая выборка составлена более чем по 100 структурам. Все объекты обучающей, экзаменационной выборки характеризуются комплексом критериев, информативность которых исследована в предыдущих главах работы.

Одним из путей совершенствования методов прогноза является разработка и широкое использование формализованных методов оценки нефтегазоносности локальных структур [1,6,11,36,56,70,71,72]. Существенную роль в развитии геолого-математических методов прогноза нефтегазоносности сыграли работы [2,3,19,23-26,31,36,37,38,53,71,78,90,91,93,122,123].

В данной работе для оценки перспектив нефтегазоносности [30,114,116,117,125] использовались три независимых метода: методы условных комплексных вероятностей на основании использования вероятностных кривых и линейных моделей, приведенных в предыдущей главе работы, а также пошаговый дискриминантный и регрессионный анализы. При использовании вероятностных кривых и уравнений линейной регрессии учитывались только те показатели, которые геологически хорошо объяснимы. Так, например, последовательно возрастают величины вероятностей при увеличении амплитуды структуры



для ниже-среднеюрского и верхнеюрского НГК, и, наоборот, вероятность закономерно уменьшается при удалении от осевой части Колтогорско-Уренгойского рифта для триас-нижнеюрских отложений.

Здесь необходимо отметить, что при использовании метода условных комплексных вероятностей конкретные значения вероятности какого-либо параметра определялись по кривым, приведенным в главе 3, и по уравнениям регрессии, приведенным в табл. 3.2, в том случае, когда линейные модели прогноза статистически значимы. Затем определялись комплексные условные вероятности. В случае использования вероятностных кривых определялась условная комплексная вероятность  $P_{км}$ , при применении уравнений регрессии –  $P_{лм}$ . Значения  $P_{лм}$  и  $P_{км}$  вычислялись по следующей формуле:

$$P(W_1 / X_m) = \frac{\prod_{i=1}^m P_m}{\prod_{j=1}^m P_m + \prod_{j=1}^m (1 - P_m)},$$

где  $P_m$  – вероятность, определенная по вероятностным кривым (уравнениям) по каждому используемому показателю.

Структура считается перспективной в отношении нефтегазоносности, если определенные по вышеприведенной формуле величины  $P_{лм}$  и  $P_{км} > 0,5$ .

Для триас-нижнеюрских отложений значения  $P_{лм}$  определялись по показателям  $m_{Т-Л1}$ ,  $\beta$ ,  $K_a$ ,  $K_m$ , а значения  $P_{км}$  – по вероятностным кривым, построенным по  $m_{Т-Л1}$ ,  $H_J$ ,  $\beta$  и  $L_{рифт}$ . Отсюда видно, что набор критериев для определения значений  $P_{лм}$  и  $P_{км}$  несколько отличается, что по мнению автора данной работы усиливает возможность практического использования полученных условных комплексных вероятностей.

Схема прогноза нефтегазоносности триас-нижнеюрских отложений приведена на рис. 4.1.

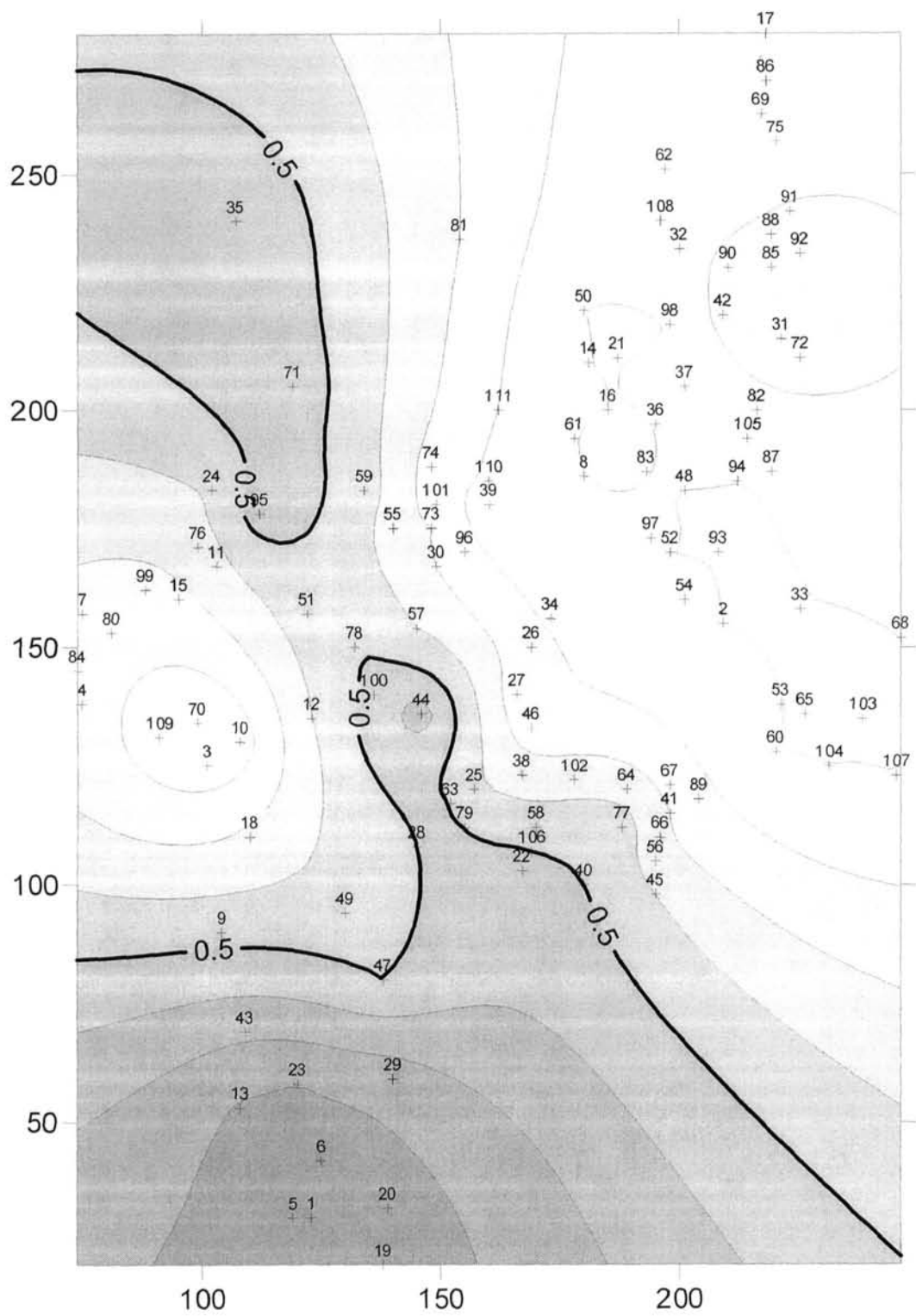


Рис. 4.1. Схема прогноза нефтегазоносности триас-нижнеюрских отложений

Отсюда видно, что наиболее перспективными для поисков углеводородов в триас-нижнеюрских отложениях являются северо-западная и юго-западная части изучаемой площади. На этих участках значение вероятности превышает 0,5. К ним приурочены следующие структуры, которые также имеют нефтеносность и в юрских отложениях: Уренгойская, Айегенская, Ваньеганская, Варьеганская, Западно-Варьеганская, Новомолодежная, Новосеганская, Северо-Варьеганская, Стахановская, Тагриновская, Ровинская, Восточно-Вынгапурская, Южно-Таркосалинская. Необходимо отметить, что максимальные перспективы нефтеносности с вероятностью выше 0,7 связаны с юго-западной частью изучаемой площади.

Для ниже-среднеюрских отложений величина  $P_{\text{лм}}$  вычислялась по пяти показателям:  $A$ ,  $S$ ,  $\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}}$ ,  $m_{\text{к}}$  и  $C_{\text{орг}}$ . При определении  $P_{\text{км}}$  использовано десять вероятностных кривых: по  $A$ ,  $S$ ,  $\sqrt{S}$ ,  $\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}}$ ,  $m_{\text{к}}$ ,  $L_{\text{р}}$ ,  $L_{\text{рифт}}$ ,  $\alpha_{\text{рият}}$ ,  $A_{\text{н}}$ ,  $C_{\text{орг}}$ . Отсюда видно, что использование нелинейных связей между значениями интервальных вероятностей и значениями показателей более универсальное, чем применение линейных моделей. Значения  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$  для ниже-среднеюрских отложений приведены в табл. 4.1. Среднее значение  $P_{\text{лм}}$  для нефтегазоносных структур равно  $0,71 \pm 0,14$ ; для пустых –  $0,20 \pm 0,15$ ; среднее значение  $P_{\text{км}}$  для нефтегазоносных структур равно  $0,66 \pm 0,17$ ; для пустых –  $0,17 \pm 0,15$ .

Автором выполнено сопоставление количества нефтегазоносных структур ( $N_{\text{н}}$ ) и пустых ( $N_{\text{п}}$ ) со средними интервальными значениями  $P_{\text{лм}}^{\text{н}}$  и  $P_{\text{км}}^{\text{н}}$ .

Количество нефтегазоносных структур в зависимости от  $P_{\text{лм}}^{\text{н}}$  изменяется по следующей формуле:

$$N_{\text{н}} = -1,94 + 9,51 P_{\text{лм}}^{\text{н}}, \text{ при } r=0,86; t_p > t_t.$$

Таблица 4.1

Классификация эталонных и прогнозных структур в ниже-среднеюрском  
НГК различными вероятностно-статистическими методами

№ п/п	Наименование структур	Значения вероятностей			
		$P_{мм}$	$P_{лм}$	$P_{км}$	$P_{к}$
1	2	3	4	5	6
<i>нефтегазоносные структуры</i>					
1	Айгенская	0,82	0,85	0,69	0,87
2	Айкатэмская	0,28	0,47	0,42	0,48
5	Ваньеганская	0,85	0,76	0,84	0,89
6	Варьеганская	0,89	0,81	0,78	0,88
7	Верхнепурнейская	0,71	0,71	0,69	0,78
8	Верхнечасельская	0,53	0,62	0,59	0,67
9	Вынгапурская	0,95	0,79	0,92	0,95
10	Вэнгаяхинская	0,77	0,83	0,81	0,94
11	З.Варьеганская	0,82	0,79	0,51	0,71
12	Известинская	0,39	0,83	0,61	0,87
13	Кынская	0,56	0,41	0,21	0,25
14	Новогодняя	0,43	0,82	0,70	0,91
15	С.Варьеганская	0,79	0,82	0,79	0,92
16	С.Губкинская	0,77	0,83	0,76	0,91
17	Стахановская	0,36	0,62	0,52	0,65
18	Термокарстовая	0,21	0,79	0,74	0,95
19	Уренгойская	0,83	0,69	0,80	0,81
20	Фахировская	0,16	0,81	0,72	0,95
21	Черничная	0,31	0,63	0,35	0,56
22	Ютырмальская	0,42	0,64	0,83	0,86
23	Яровая	0,41	0,43	0,61	0,55
<i>пустые структуры</i>					
24	Айваседолурская	0,77	0,44	0,38	0,35
25	Арамильская	0,17	0,17	0,17	0,10
26	Аркадская	0,14	0,10	0,11	0,01
27	Аркотойская	0,15	0,04	0,05	0,01
28	В.Етыпурская	0,10	0,01	0,02	0,01
29	В.Таркосалинская	0,06	0,12	0,06	0,01
30	В.Термокарстовая	0,19	0,13	0,08	0,06
31	В.-Янгтинская	0,48	0,37	0,41	0,36
32	Владимирская	0,27	0,08	0,09	0,03
33	Гласная	0,01	0,17	0,02	0,04
34	Губкинская	0,71	0,62	0,61	0,65
35	Добровольская	0,02	0,12	0,16	0,08
36	З.Вынгаяхинская	0,07	0,09	0,11	0,01
37	З.Кутымская	0,16	0,12	0,13	0,06
38	З.Сидоровская	0,01	0,11	0,02	0,01
39	З.Таркосалинская	0,49	0,52	0,50	0,54
40	Комсомольская	0,81	0,46	0,42	0,38
41	Кутылькынская	0,58	0,08	0,09	0,09
42	Кыпакынская	0,32	0,27	0,26	0,21

Продолжение табл.4.1

1	2	3	4	5	6
43	Мангазейская	0,02	0,07	0,05	0,02
44	Новочасельская	0,33	0,24	0,31	0,22
45	Полуночная	0,31	0,23	0,22	0,15
46	Промысловая	0,11	0,12	0,07	0,03
47	Ровинская	0,12	0,16	0,09	0,05
48	С.-Иохтурская	0,21	0,11	0,17	0,04
49	С.Толькинская	0,52	0,32	0,26	0,21
50	С.Шипалькынская	0,19	0,17	0,19	0,11
51	Свердловская	0,11	0,06	0,05	0,01
52	Светлогорская	0,25	0,12	0,17	0,60
53	Тапская	0,05	0,12	0,07	0,02
54	Темпельтинская	0,04	0,03	0,02	0,01
55	Террасная	0,15	0,36	0,24	0,30
56	Толькинская	0,62	0,35	0,29	0,24
57	Травянистая	0,10	0,02	0,02	0,01
58	Тычельская	0,13	0,17	0,02	0,01
59	Тэрельская	0,22	0,45	0,38	0,45
60	Усть-Харампурская	0,18	0,21	0,23	0,17
61	Фестивальная	0,37	0,32	0,27	0,25
62	Ханчейская	0,11	0,25	0,12	0,14
63	Холмистая	0,13	0,13	0,13	0,05
64	Чатылькынская	0,34	0,31	0,29	0,26
65	Шипалькынская	0,23	0,03	0,18	0,05
66	Ширтовская	0,30	0,17	0,06	0,01
67	Ю.Сидоровская	0,06	0,14	0,05	0,03
68	Ю.-Таркосалинская	0,12	0,03	0,17	0,10
69	Ю.-Харампурская	0,55	0,61	0,53	0,62
70	Ю.Часельская	0,13	0,12	0,11	0,05
прогнозные структуры					
71	Айгульская	0,06	0,07	0,11	0,01
72	Анерьяхская	0,08	0,06	0,07	0,01
73	Аркаatabьяхинская	0,81	0,76	0,72	0,82
74	Асбестовая	0,11	0,12	0,12	0,04
75	Балтымская	0,10	0,09	0,09	0,07
76	Бородинская	0,27	0,26	0,26	0,21
77	В.-Асинская	0,21	0,31	0,19	0,22
78	В.-Вынгапурская	0,74	0,62	0,63	0,66
79	В.-Пиляльхинская	0,02	0,05	0,05	0,03
80	В.-Промысловая	0,01	0,01	0,01	0,01
81	В.-Сидоровская	0,11	0,15	0,15	0,09
82	В.-Толькинская	0,33	0,39	0,36	0,36
83	В.-Тэрельская	0,08	0,29	0,28	0,25
84	В.-Уренгойская	0,68	0,53	0,59	0,57
85	Вайхетская	0,01	0,01	0,01	0,01
86	Валюшинская	0,51	0,62	0,71	0,75
87	Верхнеаркабьяхинская	0,62	0,56	0,57	0,59

Продолжение табл.4.1

1	2	3	4	5	6
88	Ветровая 1	0,21	0,32	0,38	0,35
89	Ветровая 2	0,19	0,27	0,21	0,20
90	Вэрская	0,06	0,05	0,07	0,03
91	Гравийная 1	0,01	0,01	0,01	0,01
92	Гравийная 2	0,02	0,02	0,02	0,02
93	Есетинская	0,57	0,21	0,23	0,10
94	Етыяхская	0,27	0,21	0,23	0,15
95	Жигулевская	0,35	0,49	0,37	0,45
96	З.-Акайтэмская	0,19	0,24	0,26	0,21
97	З.-Табьяхинская	0,62	0,35	0,37	0,29
98	З.-Тэрельская	0,04	0,03	0,04	0,01
99	З.-Шорская	0,01	0,01	0,01	0,01
100	Исетская	0,04	0,04	0,05	0,03
101	Кутымская	0,01	0,07	0,01	0,01
102	Кумольская	0,12	0,16	0,15	0,08
103	Кыламинская	0,23	0,28	0,24	0,22
104	Лермонтовская	0,35	0,33	0,33	0,30
105	Малохарампурская	0,51	0,65	0,53	0,67
106	Моренная	0,37	0,29	0,33	0,26
107	Морозная	0,09	0,21	0,22	0,18
108	Намысская	0,02	0,04	0,03	0,01
109	Нертовая	0,52	0,29	0,38	0,27
110	Нинельская	0,23	0,18	0,31	0,19
111	Новокомсомольская	0,59	0,87	0,74	0,76
112	Нярыльская	0,04	0,05	0,06	0,03
113	Пакелькынская	0,02	0,02	0,02	0,01
114	Пиляльхинская	0,01	0,01	0,01	0,01
115	Питепская	0,11	0,12	0,12	0,04
116	Полянская	0,21	0,24	0,29	0,23
117	Разломная	0,01	0,06	0,03	0,01
118	Ручьевская	0,33	0,23	0,25	0,17
119	С.-Айкатэмская	0,18	0,15	0,21	0,10
120	С.-Вынгапурская	0,25	0,37	0,43	0,41
121	С.-Есенинская	0,05	0,06	0,07	0,01
122	С.-Нинельская	0,17	0,16	0,19	0,10
123	С.-Промысловая	0,01	0,01	0,01	0,01
124	С.-Пырейная	0,15	0,16	0,15	0,08
125	С.-Стахановская	0,05	0,05	0,06	0,01
126	С.-Тагринская	0,53	0,49	0,49	0,50
127	С.-Таиловская	0,69	0,68	0,69	0,76
128	С.-Тэрельская	0,38	0,43	0,32	0,36
129	С.-Ямсовейская	0,41	0,58	0,59	0,67
130	Селивонинская	0,53	0,65	0,64	0,76
131	Сидоровская	0,03	0,03	0,03	0,05
132	Славянская	0,13	0,12	0,12	0,06
133	Сухоложская	0,11	0,12	0,12	0,04

Окончание табл.4.1

1	2	3	4	5	6
134	Табьяхинская	0,24	0,29	0,26	0,25
135	Точипылькынская	0,17	0,13	0,15	0,05
136	Халзытинская	0,05	0,16	0,16	0,10
137	Харусединская	0,53	0,46	0,47	0,34
138	Шельпорылькинская	0,12	0,14	0,13	0,06
139	Школьная	0,11	0,09	0,08	0,05
140	Шорская	0,01	0,01	0,01	0,02
141	Щиборинская	0,27	0,34	0,32	0,35
142	Ю.-Песцовая	0,53	0,48	0,47	0,48
143	Ю.-Самбурская	0,58	0,42	0,42	0,39
144	Ю.-Стахановская	0,08	0,07	0,07	0,01
145	Ю.-Тэрельская	0,33	0,32	0,32	0,29
146	Ю.-Шорская	0,03	0,03	0,02	0,01
147	Ю.-Юбилейная	0,52	0,63	0,51	0,63
148	Юбилейная	0,52	0,65	0,57	0,68
149	Ябтаяхинская	0,01	0,01	0,01	0,01
150	Ярейская	0,74	0,76	0,76	0,86

Примечание:  $P_{мм}$  – значения вероятностей, определенные по многомерной регрессии;  
 $P_{лм}$  – значения вероятностей, определенные по линейным моделям;  
 $P_{вм}$  – значения вероятностей, определенные по вероятностным кривым;  
 $P_{к}$  – значения вероятностей, определенные по комплексной модели.

Число пустых структур связано с  $P_{лм}''$  следующим уравнением регрессии:

$$N_{п} = 12,97 - 16,55 P_{лм}'' , \text{ при } r = -0,84; t_p > t_t.$$

Отметим, что значения коэффициентов корреляции между  $N$  и  $P_{лм}''$  для нефтегазоносных и пустых структур достаточно близки, что по мнению автора данной работы может свидетельствовать об одинаковых прогностических возможностях использования показателя  $P_{лк}$  для прогноза как нефтегазоносных, так и пустых структур.

Количество нефтегазоносных структур в зависимости от  $P_{км}''$  можно определить по следующей формуле:

$$N_{н} = 0,01 + 4,18 P_{км}'' , \text{ при } r = 0,61; t_p < t_t.$$

Зависимость между  $N_{п}$  и  $P_{км}''$  следующая:

$$N_{п} = 13,82 - 18,84 P_{км}'' , \text{ при } r = -0,88; t_p > t_t.$$

Отсюда видно, что при использовании вероятностных кривых лучше распознаются структуры, не содержащие скоплений УВ, чем заполненные ловушки.

Для контроля полученных значений  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$  автором был применен линейный дискриминантный анализ (ЛДА) [38]. При этом использовался не просто ЛДА, а пошаговый, который позволяет сузить признаковое пространство исследуемых критериев, т.е. использовать для расчетов наиболее информативные из них.

При использовании пошагового дискриминантного анализа на первом этапе с помощью методов ЛДА строится линейная дискриминантная функция (ЛДФ). Суть ее построения сводится к следующему. Если обозначить через  $X_{ij}$  значение переменной с номером  $i$  в точке наблюдения с номером  $j$ , взятой из выборки подтвердившихся структур, то в результате может быть получена матрица  $W_1$  порядка  $m$  и  $n_1$  результатов наблюдений над этой выборкой:

$$W_1 = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n_1} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2n_1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1} & X_{m2} & \dots & X_{mn_1} \end{bmatrix}$$

Обозначим через  $X^1_{ij}$  результат измерения переменной с номером  $i$  в точке с номером  $j$ , взятой из выборки, характеризующей неподтвердившиеся структуры. В результате получим матрицу  $W_2$  порядка  $m \times n_2$ :

$$W_2 = \begin{bmatrix} X^1_{11} & X^1_{12} & \dots & X^1_{1n_2} \\ X^1_{21} & X^1_{22} & \dots & X^1_{2n_2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X^1_{m1} & X^1_{m2} & \dots & X^1_{mn_2} \end{bmatrix}$$

где  $m$  – число показателей;  $n_1, n_2$  – объем выборок.



Для построения ЛДФ составляются матрицы центрированных сумм квадратов и смещенных произведений  $\tilde{S}_{W1}$  и  $\tilde{S}_{W2}$ , по ней вычисляется выборочная матрица

$$M = \frac{\tilde{S}_{W1} + \tilde{S}_{W2}}{n_1 + n_2 - 2}.$$

Для определения коэффициентов линейной дискриминантной функции находится обратная выборочная ковариационная матрица – матрица  $C$ . Коэффициенты дискриминантной функции вычисляются по формуле

$$a_m = \sum_{i=1}^m C_{mj} (\bar{X}_m^{W1} - \bar{X}_m^{W2}),$$

где  $C_{mj}$  – элементы обратной матрицы  $C$ ;  $\bar{X}$  – среднее значение соответствующего показателя.

Затем вычисляют граничное значение дискриминантной функции ( $R_0$ ), которое делит значение на два подмножества, принадлежащих разным классам по формуле

$$R_0 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m a_m (\bar{X}_m^{W1} - \bar{X}_m^{W2}),$$

при  $R > R_0$  объект принадлежит классу  $W_1$ , и наоборот.

Надежность классификации определяют с помощью критериев Пирсона, критерия Фишера и расстояния Махаланобиса.

С помощью построенных канонических ЛДФ вычисляются значения вероятности принадлежности к канонической линейной дискриминантной функции нефтегазоносных структур –  $P_{\text{лДФ}}$ . Затем значения  $P_{\text{лДФ}}$  с помощью пошагового линейного многомерного регрессионного анализа сопоставляются с изучаемыми показателями, и строятся многомерные

уравнения определения  $P_{\text{мм}}$ . Использование последовательно методов ЛДА и пошагового регрессионного анализа позволяет более просто интерпретировать полученные результаты, например, проанализировать знаки в уравнениях по каждому из показателей, реально оценить «вклад» каждого показателя в полученную комплексную вероятность, устранить влияние неодинакового количества данных, используемых при построении моделей.

Для оценки нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений будем использовать следующую формулу:

$$P_{\text{мм}} = 0,345 - 0,0004m_{\text{к}} - 0,005\alpha_{\text{рифт}} + 0,0021A - 0,026A/\sqrt{S} + 0,001L_{\text{р}} + 0,032\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}} + 0,0214\text{СК}_1 + 0,00016H_{\text{нефт}} + 0,0002L_{\text{рифт}}$$

при  $R = 0,97$ ;  $F_p/F_t = 10,8$ ;  $p < 0,0000$ .

Формирование значений  $P_{\text{мм}}$  происходило по следующей схеме: на первом этапе в модель был включен показатель  $m_{\text{к}}$  при значении  $r=0,69$ ; затем при присоединении  $L_{\text{рифт}}$  многомерная линейная связь значительно усилилась ( $R = 0,91$ ); далее при включении в модель  $A$  корреляция еще усилилась ( $R = 0,95$ ). Далее в данную модель последовательно были привлечены  $A/\sqrt{S}$ ,  $L_{\text{р}}$ ,  $\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}}$ ,  $\text{СК}_1$ ,  $H_{\text{нефт}}$ ,  $L_{\text{рифт}}$ ; при этом значение  $R$  увеличилось с 0,96 до 0,97.

При граничном значении  $P = 0,5$  с помощью данной формулы верно расклассифицировано 76,47% структур. Среднее значение  $P_{\text{мм}}$  для нефтегазоносных структур равняется  $0,58 \pm 0,25$ ; для непродуктивных –  $0,24 \pm 0,20$ . При этом количество нефтегазоносных структур  $N_{\text{н}}$  в зависимости от  $P_{\text{мм}}$  изменяется по следующей зависимости:

$$N_{\text{н}} = 0,11 + 4,96 P_{\text{мм}}^{\text{н}}, \text{ при } r = 0,75; t_p > t_t.$$

Количество пустых структур  $N_{\text{п}}$  в зависимости от  $P_{\text{мм}}$  описывается следующим уравнением регрессии:

$$N_{\text{п}} = 11,82 - 14,24 P_{\text{мм}}^{\text{п}}; \text{ при } t_p > t_t.$$

Полученные статистические зависимости убедительно показывают, что предложенная величина  $P_{\text{мм}}$  контролирует нефтегазоносность структур.

На конечном этапе для нижнее-среднеюрского НГК была построена комплексная модель, по которой определены значения  $P_{\text{к}}$ , учитывающие величины  $P_{\text{лм}}$ ,  $P_{\text{км}}$ ,  $P_{\text{мм}}$ .

Для нижне-среднеюрского нефтегазоносного комплекса значение  $P_{\text{к}}$  можно вычислить по следующей формуле:

$$P_{\text{к}} = -0,08 - 0,125 P_{\text{мм}} + 0,706 P_{\text{лм}} + 0,644 P_{\text{км}};$$

$$\text{при } R = 0,99; F_p/F_t = 734,6; p < 0,0000.$$

Среднее значение  $P_{\text{к}}$  для нефтегазоносных структур равно  $0,77 \pm 0,19$ ; для пустых –  $0,14 \pm 0,17$ . Сравнение средних значений для нефтегазоносных и пустых структур показывает, что максимальное различие наблюдается по величине  $P_{\text{к}}$ . Отношение средних значений вероятностей для нефтегазовых и пустых структур следующее: по  $P_{\text{лм}}$  – 3,55; по  $P_{\text{км}}$  – 2,33; по  $P_{\text{мм}}$  – 2,41 и по  $P_{\text{к}}$  – 5,5. По критерию  $t$  средние значения по  $P_{\text{к}}$  характеризуются максимальным различием. Корреляционная связь между  $P_{\text{к}}$  и  $N_{\text{н}}$  имеет следующий вид:

$$N_{\text{н}} = -1,44 + 7,09 P_{\text{к}}^{\text{н}}; \text{ при } r = 0,82; t_p > t_t >$$

Соотношение  $P_{\text{лм}}$ ,  $P_{\text{км}}$ ,  $P_{\text{мм}}$  и  $P_{\text{к}}$  приведено на рис. 4.2. Отсюда видно, что все величины достаточно сильно корреляционно связаны между собой, все связи статистически значимы. По значениям  $P_{\text{к}}$  наиболее сильно связана с  $P_{\text{лм}}$  ( $r = 0,98$ ) и  $P_{\text{км}}$  ( $r = 0,98$ ), что хорошо видно в вышеприведенной модели. Кроме этого, отметим, что значения  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$  тесно связаны между собой –  $r = 0,95$ . Автором данной работы изучены корреляции между вышеанализируемыми вероятностями отдельно для нефтегазоносных и пустых структур. Для нефтегазоносных структур  $P_{\text{к}}$  наиболее сильно связаны с  $P_{\text{лм}}$  ( $r = 0,90$ ;  $t_p > t_t$ ), с  $P_{\text{км}}$  ( $r = 0,89$ ;  $t_p > t_t$ ), и наблюдается слабая статистически незначимая связь с  $P_{\text{мм}}$  ( $r = 0,28$ ). Для

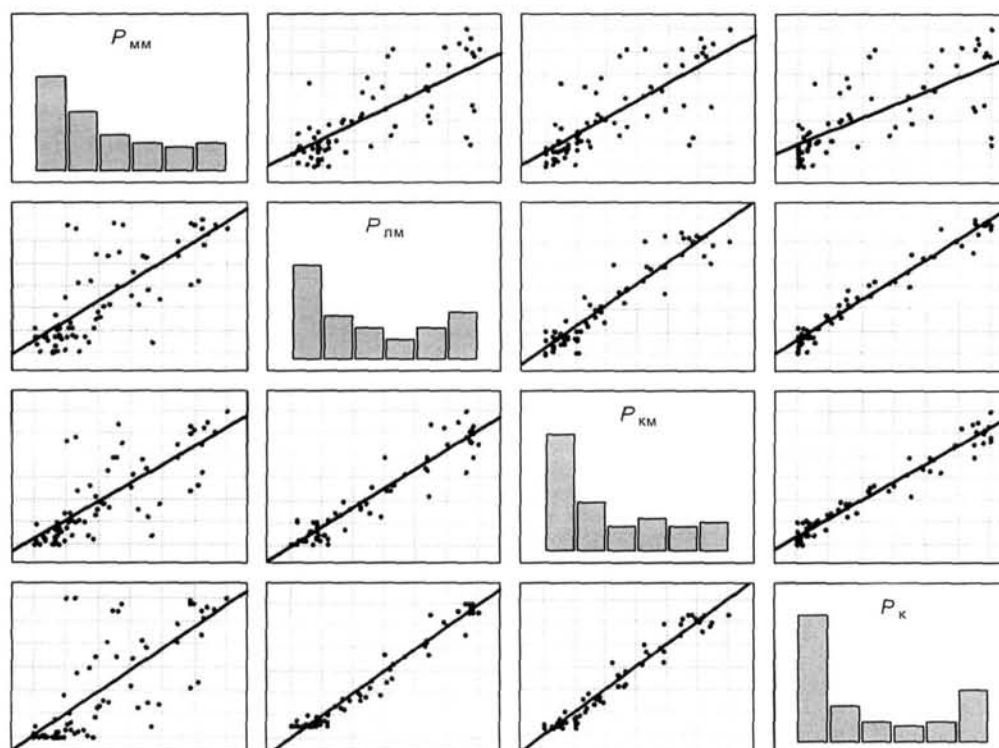


Рис.4.2. Гистограммы распределения вероятностей  $P_{MM}$ ,  $P_{LM}$ ,  $P_{KM}$  и  $P_K$  и корреляционные поля между ними для ниже-среднеюрских отложений

пустых структур все связи между анализируемыми вероятностями статистически значимы и изменяются от 0,80 до 0,98.

По значениям  $P_{MM}$ ,  $P_{LM}$ ,  $P_{KM}$ ,  $P_K$  составлены прогнозные схемы нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений, приведенные на рис. 4.3 – 4.6.

Анализ построенных схем по четырем методам показывает, что они достаточно хорошо контролируют друг друга; перспективными для поисков залежей углеводородов в ниже-среднеюрских отложениях являются западная часть территории и отдельные небольшие площади в центральной части. Проанализируем распределение перспективных прогнозных структур. По всем четырем методам

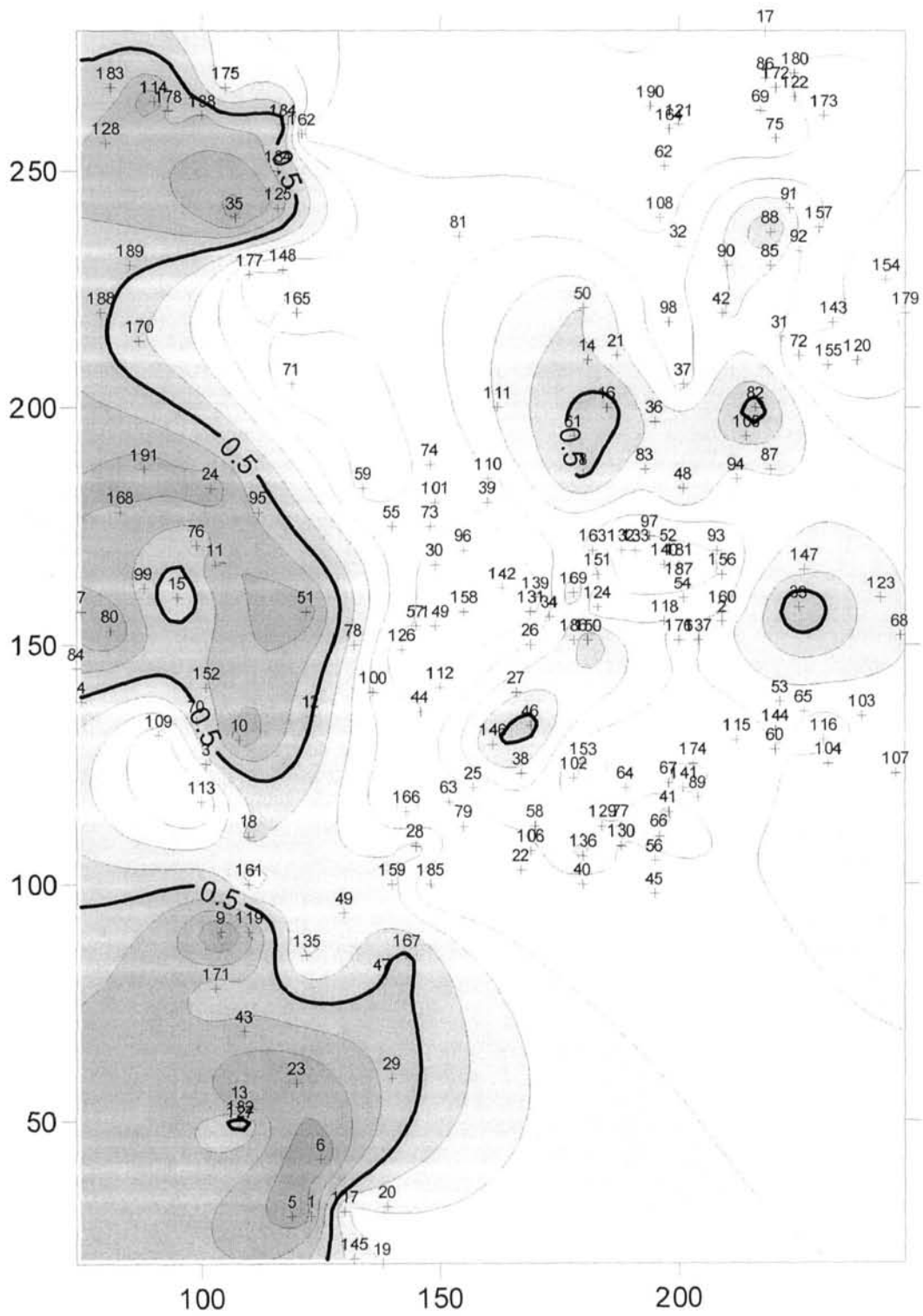


Рис. 4.3. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{MM}$  нижне-среднеюрских отложений

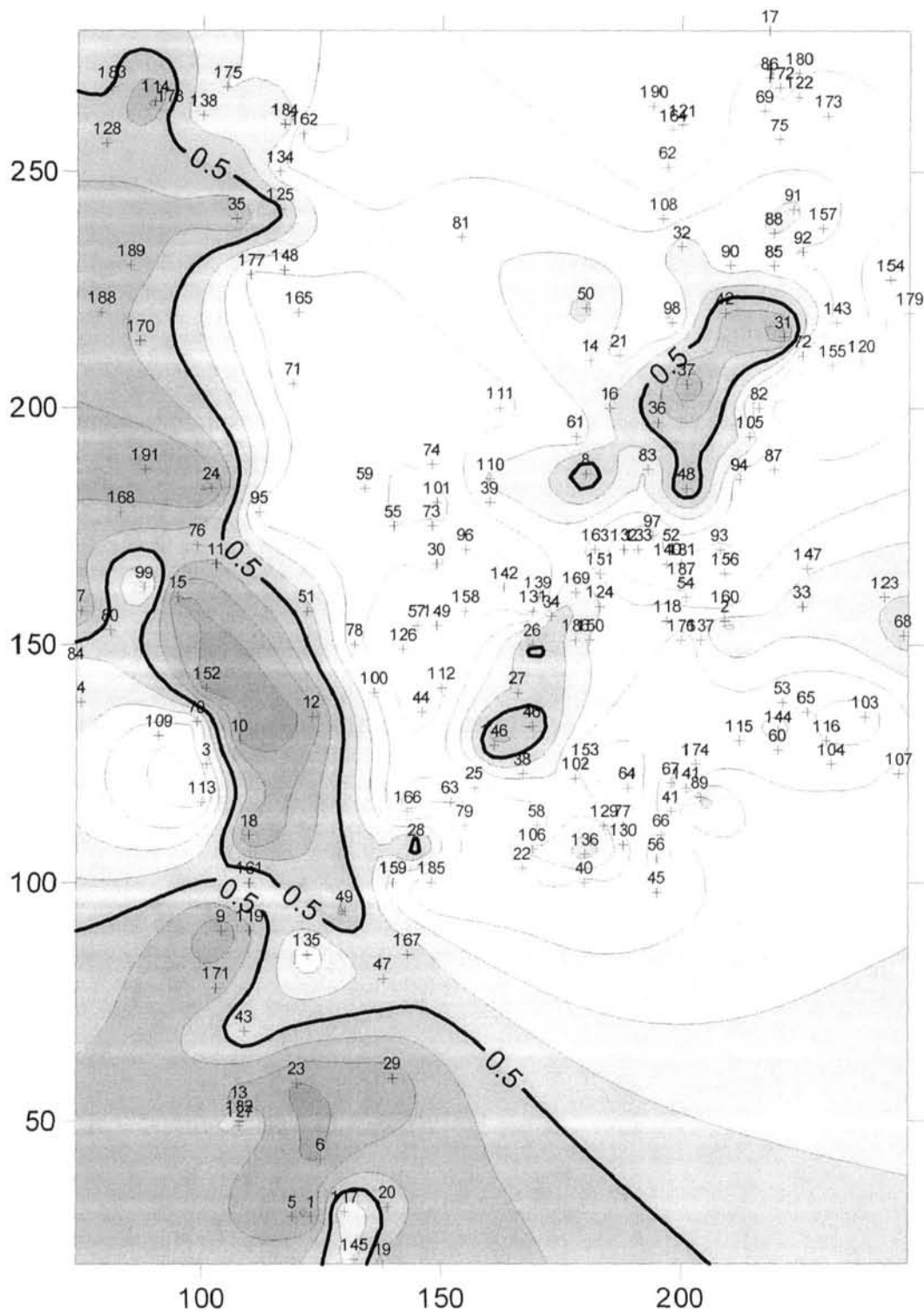


Рис. 4.4. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{\text{пл}}$  нижне-среднеюрских отложений

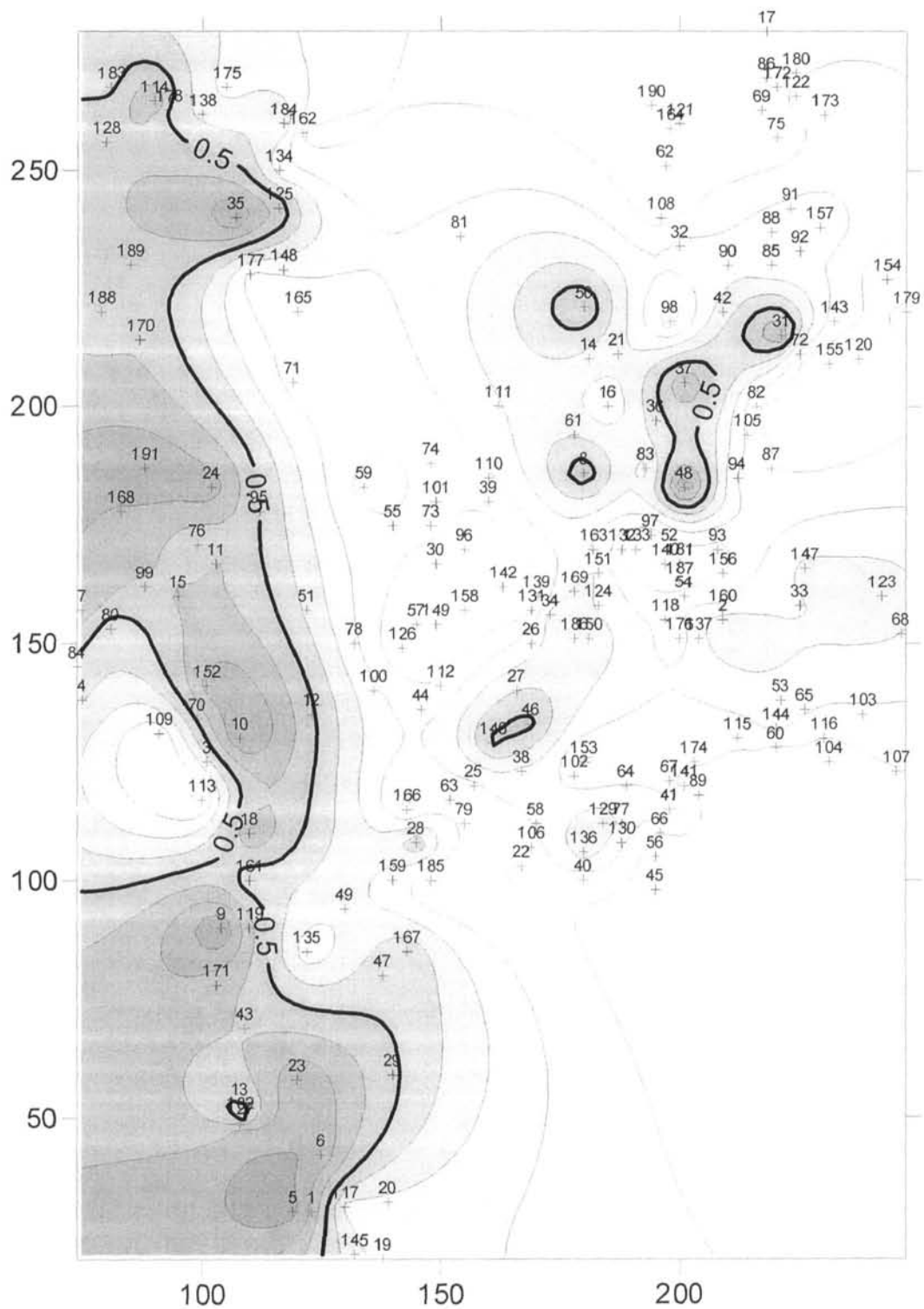


Рис. 4.5. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{KM}$  нижне-среднеюрских отложений

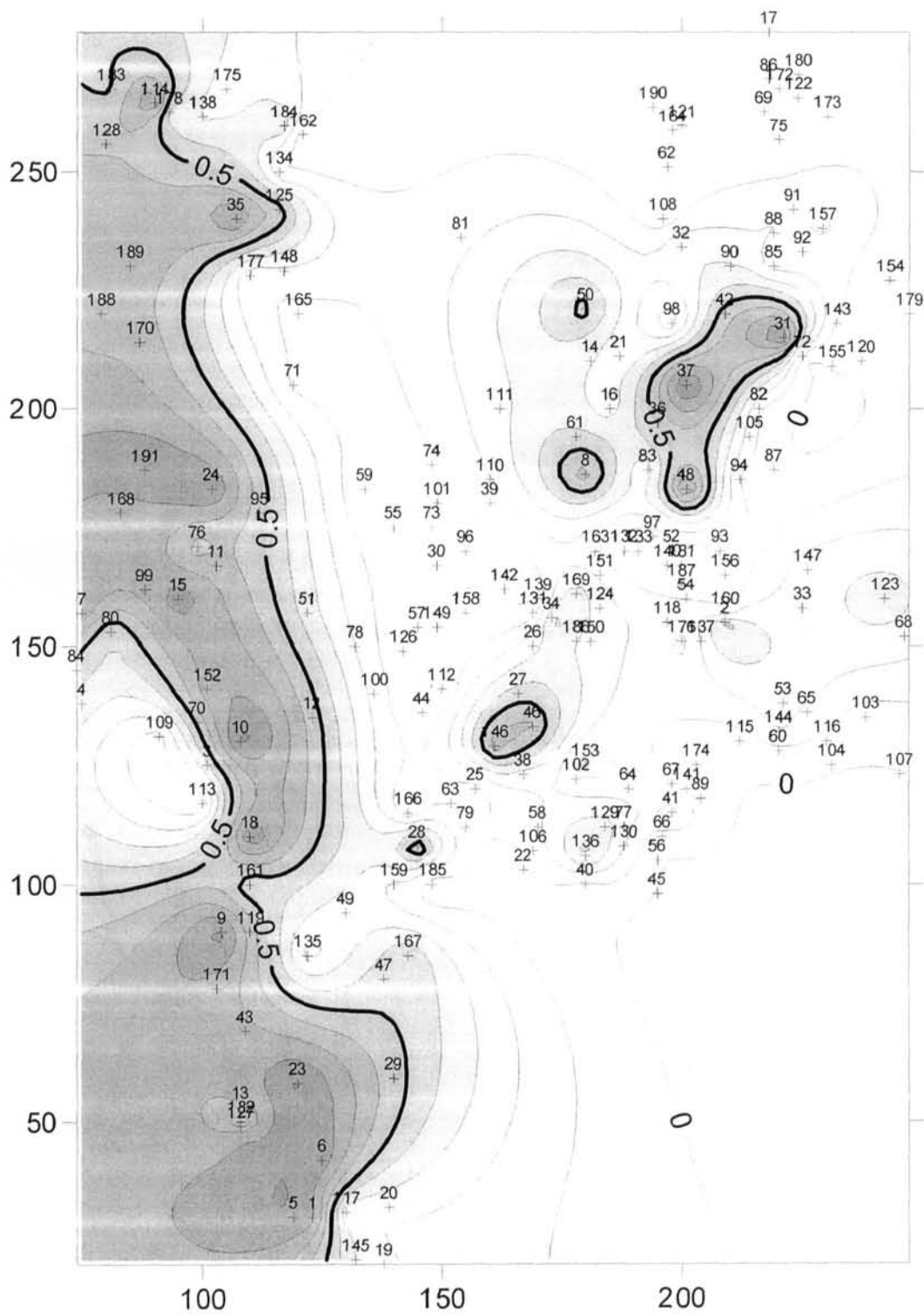


Рис. 4.6. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_k$  нижне-среднеюрских отложений



однозначный положительный прогноз дан на следующие структуры: Аркатабьяхинскую, В.-Вынгапурскую, В.-Уренгойскую, Валюшинскую, Верхнеаркатабьяхинскую, Малохарампурскую, Новокомсомольскую, С.-Таиловскую, Селивонинскую, Ю.-Юбилейную и Юбилейную. В отношении следующих восьми структур имеются расхождения в прогнозе по различным методам. Положительный прогноз по многомерным моделям и отрицательный по всем остальным получен для следующих структур: Есетинская, З.-Табьяхинская, Нертовая, Харусединская, Ю.-Песцовая и Ю.-Самбурская. И наоборот, отрицательный прогноз по многомерной модели и положительный по всем остальным получен для С.-Ямсовейской структуры. Для С.-Тагринской структуры значения вероятностей, полученные по всем моделям находятся в зоне неопределенности.

Для верхнеюрского нефтегазоносного комплекса при вычислении значений  $P_{\text{лм}}$  были использованы следующие показатели:  $A$ ,  $S$ ,  $A/\sqrt{S}$ ,  $\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}}$ ,  $A_{\text{н}}$ ,  $C_{\text{орг}}$ ; при определении  $P_{\text{км}}$  использовались построенные вероятностные кривые по  $A$ ,  $S$ ,  $\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}}$ ,  $L_{\text{рифт}}$ ,  $L_{\text{р}}$ ,  $\alpha_{\text{рифт}}$ ,  $m_{\text{к}}$ ,  $A_{\text{н}}$ ,  $C_{\text{орг}}$ . Значения  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$  для верхнеюрского НГК приведены в табл. 4.2. По данным этой таблицы рассчитаны статистические характеристики обучающей выборки: для нефтегазоносных структур значения  $P_{\text{лм}}$  изменяются от 0,1 до 0,95 при среднем  $0,76 \pm 0,27$ ; значения  $P_{\text{км}}$  варьируют также от 0,1 до 0,95 при среднем  $0,71 \pm 0,22$ . Среднее значение  $P_{\text{лм}}$  для пустых структур равно  $0,19 \pm 0,22$ ;  $P_{\text{км}} - 0,19 \pm 0,17$ , при вариации в первом и втором случаях от 0 до 0,7.

Зависимость между  $N_{\text{н}}$  и  $P_{\text{лм}}$  имеет следующий вид:

$$N_{\text{н}} = -2,81 + 15,81 P_{\text{лм}}^{\text{н}}, \text{ при } r=0,61; t_p < t_t.$$

Корреляция между  $N_{\text{п}}$  и  $P_{\text{лм}}$  следующая:

$$N_{\text{п}} = 16,79 - 21,39 P_{\text{лм}}^{\text{н}}, \text{ при } r = -0,60; t_p < t_t.$$

Таблица 4.2

Классификация эталонных и прогнозных структур в верхнеюрском НГК  
различными вероятностно-статистическими методами

№ п/п	Наименование структур	Значения вероятностей			
		$P_{мм}$	$P_{лм}$	$P_{км}$	$P_{к}$
1	2	3	4	5	6
нефтегазоносные структуры					
1	Айегенская	0,99	0,99	0,97	0,95
2	Айкатэмская	0,38	0,91	0,74	0,78
3	Апакапурская	0,56	0,31	0,62	0,58
4	В.Янгтинская	0,34	0,21	0,35	0,29
5	Ваньеганская	0,86	0,88	0,95	0,95
6	Варьеганская	0,98	0,99	0,96	0,95
7	Верхнепурнейская	0,96	0,98	0,86	0,98
8	Верхнечасельская	0,66	0,51	0,59	0,66
9	Вынгапурская	0,83	0,97	0,94	0,95
10	Вэнгаяхинская	0,85	0,98	0,91	0,95
11	Губкинская	0,68	0,98	0,67	0,86
12	Етыпурская	0,83	0,96	0,97	0,95
13	З.Варьеганская	0,13	0,11	0,15	0,08
14	З.Новочасельская	0,43	0,41	0,37	0,38
15	Известинская	0,55	0,69	0,61	0,69
16	Кынская	0,76	0,29	0,55	0,61
17	Мангазейская	0,41	0,34	0,53	0,48
18	Новогодняя	0,99	0,99	0,95	0,99
19	Новомолодежная	0,99	0,99	0,99	0,95
20	Новосеганская	0,82	0,79	0,74	0,91
21	Новочасельская	0,88	0,99	0,98	0,95
22	Ровинская	0,95	0,97	0,86	0,95
23	С.Варьеганская	0,79	0,98	0,84	0,95
24	С.Губкинская	0,93	0,99	0,99	0,95
25	С.Иохтурская	0,94	0,78	0,95	0,95
26	С.Харампурская	0,57	0,96	0,67	0,82
27	Среднехарампурская	0,85	0,99	0,62	0,89
28	Стахановская	0,38	0,39	0,29	0,32
29	Тагриновская	0,82	0,99	0,96	0,99
30	Тапская	0,52	0,59	0,51	0,58
31	Термокарстовая	0,56	0,91	0,76	0,86
32	Террасная	0,47	0,74	0,38	0,52
33	Толькинская	0,59	0,94	0,74	0,87
34	Тэрельская	0,79	0,93	0,73	0,93
35	Уренгойская	0,99	0,57	0,82	0,96
36	Усть-Часельская	0,80	0,99	0,96	0,95
37	Фахировская	0,69	0,89	0,83	0,95
38	Фестивальная	0,83	0,99	0,65	0,91
39	Ханчейская	0,57	0,77	0,49	0,64
40	Холмистая	0,73	0,62	0,77	0,85
41	Чатылькынская	0,85	0,88	0,93	0,95

Продолжение табл.4.2

1	2	3	4	5	6
42	Черничная	0,45	0,93	0,71	0,79
43	Ю.Вынгапурская	0,53	0,61	0,62	0,66
44	Ю.-Таркосалинская	0,58	0,66	0,38	0,63
45	Ю.Удмуртская	0,27	0,11	0,25	0,16
46	Ю.Харампурская	0,99	0,99	0,98	0,95
47	Ю.Ярайнерская	0,57	0,53	0,52	0,58
48	Ютырмальская	0,37	0,28	0,59	0,49
49	Ярайнерская	0,99	0,99	0,93	0,99
50	Яровая	0,62	0,78	0,75	0,84
пустые структуры					
51	Айваседопурская	0,56	0,52	0,63	0,64
52	Акалийкынская	0,07	0,02	0,06	0,01
53	Андреевская	0,01	0,02	0,02	0,01
54	Арамильская	0,06	0,03	0,03	0,01
55	Аркадская	0,11	0,05	0,04	0,01
56	Аркотойская	0,19	0,14	0,08	0,03
57	В.Етыпурская	0,10	0,01	0,08	0,01
58	В.Равинская	0,29	0,12	0,11	0,08
59	В.Таркосалинская	0,42	0,23	0,39	0,35
60	В.Термокарстовая	0,35	0,06	0,21	0,15
61	В.Террасная	0,61	0,69	0,45	0,61
62	Вавиловская	0,03	0,01	0,12	0,01
63	Валихановская	0,18	0,01	0,04	0,01
64	Ванская	0,21	0,09	0,04	0,01
65	Верхнетазовская	0,18	0,07	0,08	0,01
66	Владимирская	0,09	0,07	0,04	0,01
67	Воргенская	0,39	0,62	0,44	0,49
68	Вьюжная	0,62	0,62	0,59	0,69
69	Гласная	0,02	0,04	0,11	0,02
70	Дивная	0,15	0,14	0,08	0,01
71	Добровольская	0,22	0,07	0,30	0,17
72	З.Вынгаяхинская	0,02	0,07	0,03	0,01
73	З.Кутымская	0,14	0,03	0,11	0,01
74	З.Кынская	0,06	0,01	0,03	0,01
75	З.Сидоровская	0,19	0,32	0,09	0,09
76	З.Таркосалинская	0,25	0,39	0,52	0,43
77	З.Чатылькынская	0,44	0,53	0,21	0,33
78	Иохтурская 1	0,01	0,01	0,02	0,01
79	Иохтурская 2	0,20	0,02	0,04	0,01
80	Комсомольская	0,40	0,10	0,26	0,21
81	Крещенская	0,01	0,36	0,23	0,13
82	Кутылькынская	0,14	0,62	0,45	0,41
83	Кыпакынская	0,43	0,39	0,13	0,22
84	Новопурнейская	0,31	0,42	0,29	0,30
85	Полуночная	0,27	0,46	0,36	0,34
86	Промысловая	0,03	0,11	0,35	0,14

Продолжение табл.4.2

1	2	3	4	5	6
87	С.Воргенская	0,01	0,01	0,08	0,01
88	С.Тольнинская	0,19	0,09	0,43	0,25
89	С.Удмуртская	0,10	0,01	0,06	0,01
90	С.Ханчейская	0,21	0,36	0,42	0,33
91	С.Часельская	0,01	0,01	0,19	0,01
92	С.Шипалькинская	0,07	0,21	0,16	0,06
93	Свердловская	0,36	0,04	0,08	0,06
94	Светлогорская	0,28	0,61	0,39	0,41
95	Сензянская	0,02	0,01	0,03	0,01
96	Темпельтинская	0,02	0,01	0,02	0,01
97	Травянистая	0,07	0,01	0,10	0,03
98	Тычельская	0,08	0,07	0,04	0,01
99	Удмуртская	0,74	0,61	0,59	0,72
100	Усть-Харампурская	0,26	0,12	0,16	0,10
101	Хадырьяхинская	0,37	0,04	0,14	0,10
102	Хетылькинская	0,01	0,04	0,06	0,01
103	Шипалькинская	0,11	0,34	0,21	0,15
104	Ширтовская	0,01	0,62	0,23	0,21
105	Ю.Красноселькупская	0,25	0,56	0,43	0,42
106	Ю.Кыпакынская	0,44	0,27	0,28	0,29
107	Ю.Нярьельская	0,19	0,43	0,19	0,19
108	Ю.Сидоровская	0,01	0,01	0,01	0,01
109	Ю.Часельская	0,14	0,01	0,09	0,01
110	Ю.Ширтовская	0,09	0,01	0,01	0,01
111	Юмантыльская	0,01	0,01	0,03	0,01
прогнозные структуры					
112	Айгульская	0,11	0,12	0,36	0,18
113	Анерьяхская	0,11	0,01	0,05	0,01
114	Аркатабьяхинская	0,89	0,61	0,63	0,80
115	Асбестовая	0,03	0,08	0,07	0,01
116	Балтымская	0,05	0,07	0,09	0,01
117	Бородинская	0,69	0,79	0,73	0,85
118	В.-Асинская	0,43	0,49	0,47	0,49
119	В.-Вынгапурская	0,49	0,32	0,47	0,46
120	В.-Пиляльхинская	0,04	0,05	0,06	0,01
121	В.-Промысловая	0,01	0,01	0,01	0,01
122	В.-Сидоровская	0,09	0,10	0,08	0,01
123	В.-Толькинская	0,54	0,44	0,46	0,51
124	В.-Тэрельская	0,37	0,39	0,41	0,39
125	В.-Уренгойская	0,87	0,87	0,88	0,95
126	Вайхетская	0,03	0,05	0,03	0,01
127	Валюшинская	0,75	0,67	0,73	0,84
128	Верхнеаркабьяхинская	0,85	0,80	0,83	0,98
129	Ветровая 1	0,69	0,71	0,68	0,79
130	Ветровая 2	0,69	0,61	0,58	0,69
131	Вэрская	0,52	0,37	0,48	0,49

Продолжение табл.4.2

1	2	3	4	5	6
132	Гравийная 1	0,22	0,13	0,23	0,14
133	Гравийная 2	0,17	0,14	0,25	0,13
134	Есетинская	0,36	0,49	0,43	0,43
135	Етыяхская	0,14	0,09	0,11	0,01
136	Жигулевская	0,83	0,74	0,75	0,90
137	З.-Акайтэмская	0,58	0,83	0,74	0,83
138	З.-Табьяхинская	0,68	0,89	0,87	0,95
139	З.-Тэрельская	0,58	0,59	0,63	0,68
140	З.-Шорская	0,21	0,31	0,27	0,21
141	Исетская	0,61	0,62	0,63	0,71
142	Кутымская	0,17	0,07	0,14	0,04
143	Кумольская	0,07	0,06	0,08	0,01
144	Кыпакынская	0,23	0,33	0,34	0,28
145	Лермонтовская	0,82	0,94	0,69	0,92
146	Малохарампурская	0,30	0,53	0,53	0,50
147	Моренная	0,15	0,18	0,18	0,01
148	Морозная	0,73	0,86	0,84	0,96
149	Намысская	0,09	0,07	0,04	0,01
150	Нертовая	0,18	0,20	0,25	0,16
151	Нинельская	0,56	0,59	0,63	0,68
152	Новокомсомольская	0,62	0,85	0,83	0,92
153	Нярыльская	0,73	0,78	0,80	0,92
154	Пакелькынская	0,26	0,20	0,19	0,15
155	Пиляльхинская	0,02	0,01	0,01	0,01
156	Питерская	0,32	0,34	0,41	0,36
157	Полянская	0,24	0,27	0,38	0,29
158	Разломная	0,06	0,03	0,02	0,01
159	Ручьевская	0,56	0,77	0,75	0,82
160	С.-Айкатэмская	0,16	0,15	0,14	0,06
161	С.-Вытапурская	0,81	0,89	0,84	0,99
162	С.-Есенинская	0,28	0,29	0,27	0,23
163	С.-Нинельская	0,58	0,54	0,62	0,66
164	С.-Промысловая	0,16	0,15	0,11	0,04
165	С.-Пырейная	0,55	0,69	0,65	0,72
166	С.-Стахановская	0,05	0,05	0,06	0,01
167	С.-Тагринская	0,65	0,69	0,54	0,68
168	С.-Таиловская	0,85	0,79	0,89	0,99
169	С.-Тэрельская	0,71	0,68	0,72	0,83
170	С.-Ямсовейская	0,78	0,79	0,83	0,95
171	Селивонинская	0,53	0,63	0,59	0,63
172	Сидоровская	0,03	0,07	0,05	0,01
173	Славянская	0,01	0,01	0,01	0,01
174	Сухоложская	0,52	0,53	0,55	0,59
175	Табьяхинская	0,72	0,85	0,83	0,95
176	Точипылькынская	0,23	0,21	0,29	0,21
177	Халзытинская	0,27	0,18	0,19	0,14

Окончание табл.4.2

1	2	3	4	5	6
178	Харусединская	0,74	0,80	0,81	0,93
179	Шельпорьелькинская	0,08	0,09	0,11	0,01
180	Школьная	0,01	0,01	0,01	0,01
181	Шорская	0,09	0,05	0,11	0,01
182	Щиборинская	0,56	0,86	0,78	0,86
183	Ю.-Песцовая	0,38	0,26	0,41	0,36
184	Ю.-Самбурская	0,97	0,92	0,93	0,99
185	Ю.-Стахановская	0,18	0,16	0,21	0,12
186	Ю.-Тэрельская	0,48	0,39	0,52	0,51
187	Ю.-Шорская	0,05	0,07	0,06	0,01
188	Ю.-Юбилейная	0,63	0,75	0,76	0,84
189	Юбилейная	0,95	0,95	0,95	0,99
190	Ябтаяхинская	0,01	0,01	0,01	0,01
191	Ярейская	0,99	0,99	0,99	0,95

Примечание:  $P_{мм}$  – значения вероятностей, определенные по многомерной регрессии;  
 $P_{лм}$  – значения вероятностей, определенные по линейным моделям;  
 $P_{км}$  – значения вероятностей, определенные по вероятностным кривым;  
 $P_k$  – значения вероятностей, определенные по комплексной модели

Отсюда видно, что связи между  $N$  и  $P_{лм}''$  статистически не значимы и имеют практически одинаковую степень тесноты.

Связь между числом нефтегазоносных структур и  $P_{км}$  может быть описана следующим образом:

$$N_n = 1,42 + 2,85 P_{км}'' , \text{ при } r=0,85; t_p > t_t.$$

Число пустых структур имеет обратную значимую корреляцию с  $P_{км}''$ :

$$N_{п} = 17,53 - 22,67 P_{км}'' , \text{ при } r=-0,85; t_p > t_t.$$

Сопоставление  $N$  с  $P_{лм}''$  и  $P_{км}''$  показывает, что эти связи более сильные при использовании для расчетов вероятностных кривых ( $P_{км}''$ ), чем линейных моделей ( $P_{лм}''$ ). Вероятно, это можно объяснить тем, что при вычислении  $P_{км}$  использовалось большее число показателей, чем при определении  $P_{лм}$ .

Нефтегазоносность верхнеюрских НГК в пределах локальных структур можно оценить по следующей многомерной зависимости:

$$P_{\text{мм}} = -0,27 + 0,135\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}} + 0,142 \text{СК}_2 + 0,238 C_{\text{орг}} + 0,023 A_{\text{к2}} - 0,00036 A - \\ - 0,00043 H_{\text{нефт}} + 0,056 \text{СК}_1 - 0,001 L_{\text{нефт}} + 0,033 A/\sqrt{S} + 0,0003S - 0,00053 m_{\text{п}} + \\ + 0,019 A_{\text{кз}} + 0,018 A_{\text{к1}} - 0,0002 A_{\text{н}}, \text{ при } R = 0,96; F_p/F_t = 5,8; p < 0,0000.$$

Из вышеприведенной формулы видно, что формирование регрессионной модели происходило по 14 этапам, причем на первых трех этапах значение коэффициентов корреляции изменилось от 0,69 ( $\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}}$ ) до 0,88 ( $\text{СК}_2$ ,  $C_{\text{орг}}$ ), а затем увеличение значений  $R$  происходило незначительно: 0,89 – 0,96.

С помощью данной формулы верно расклассифицировано 82,00% нефтегазоносных и 93,44% пустых структур, т.е. распознавание достаточно высокое.

Среднее значение  $P_{\text{мм}}$  для нефтегазовых структур равно  $0,69 \pm 0,24$ ; для пустых –  $0,19 \pm 0,18$ .

Корреляционная зависимость между  $N_{\text{н}}$  и  $P_i$  для данных отложений имеет следующий вид:

$$N_{\text{н}} = -0,51 + 11,03 P_i, \text{ при } r = 0,84; t_p > t_t.$$

Для непродуктивных структур связь аналогичная по силе, но противоположная по знаку:

$$N_{\text{н}} = 17,28 - 22,36 P_{\text{мм}}^{\text{н}}; \text{ при } r = -0,85; t_p > t_t.$$

Для верхнеюрского НГК значения  $P_{\text{к}}$  определяются по зависимости:

$$P_{\text{к}} = -0,14 + 0,368 P_{\text{мм}} + 0,298 P_{\text{лм}} + 0,693 P_{\text{км}}; \text{ при } R = 0,96; F_p/F_t = \\ 306,9; p < 0,0000.$$

Среднее значение  $P_{\text{к}}$  для нефтегазоносных структур равно  $0,76 \pm 0,23$ ; пустых –  $0,15 \pm 0,15$ . По критерию  $t$  среднее значение по  $P_{\text{к}}$  характеризуется более сильным различием, чем по  $P_{\text{лм}}$ ,  $P_{\text{км}}$  и  $P_{\text{мм}}$ .

Корреляционные связи между  $P_{\text{к}}^{\text{н}}$  и  $N$  следующие:

а) для нефтегазоносных структур –  $N_{\text{н}} = -3,12 + 16,42 P_{\text{к}}^{\text{н}}$ , при  $r=0,70$ ;  $t_p > t_t$ ;

б) для пустых структур –  $N_{п} = 18,19 - 24,18 P_{к}^{п}$ , при  $r = -0,68$ ;  $t_p > t_t$ .

Корреляционные поля между  $P_{мм}$ ,  $P_{лм}$ ,  $P_{км}$ ,  $P_{к}$  приведены на рис. 4.7. Отметим, что все связи между собой являются прямыми и статистически значимыми, коэффициенты корреляции изменяются от 0,87 до 0,98. Коэффициенты корреляции между вероятностями для нефтяных структур варьируют от 0,72 до 0,92 и являются статистически значимыми. Для пустых структур минимальный  $r$  наблюдается между  $P_{лм}$  и  $P_{мм}$  – 0,72 ( $t_p > t_t$ ), остальные коэффициенты изменяются от 0,84 до 0,92.

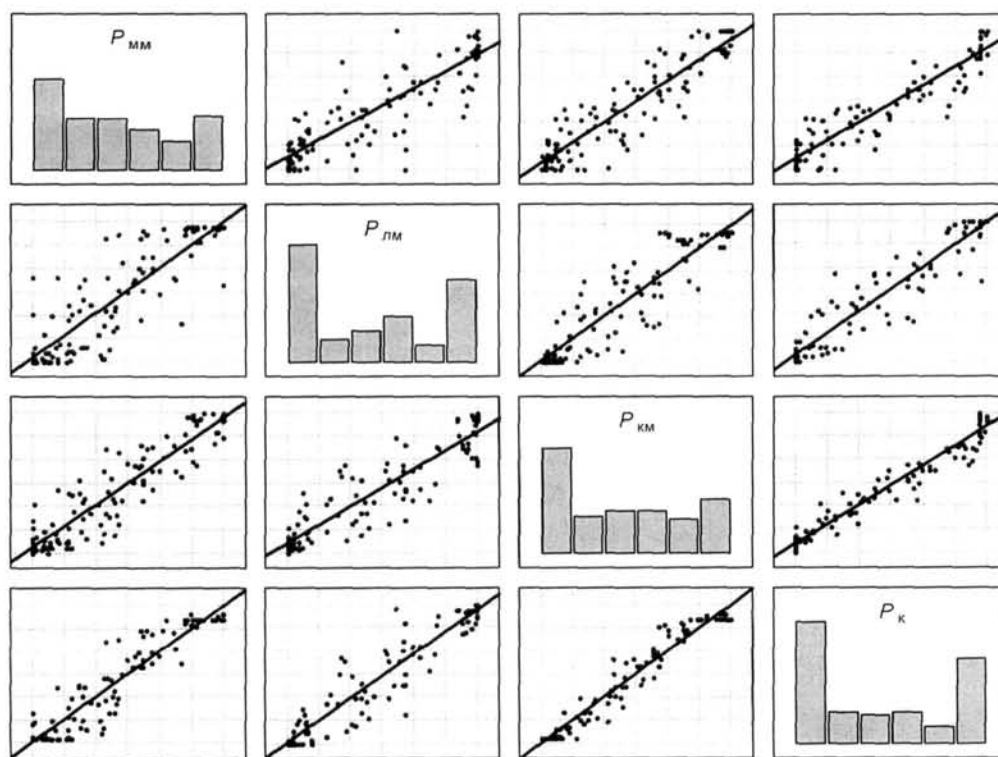


Рис.4.7. Гистограммы распределения вероятностей  $P_{мм}$ ,  $P_{лм}$ ,  $P_{км}$  и  $P_{к}$  и корреляционные поля между ними для верхнеюрских отложений

По значениям  $P_{мм}$ ,  $P_{лм}$ ,  $P_{км}$ ,  $P_{к}$  составлены прогнозные схемы нефтегазоносности верхнеюрских отложений, приведенные на рис. 4.8 – 4.11.



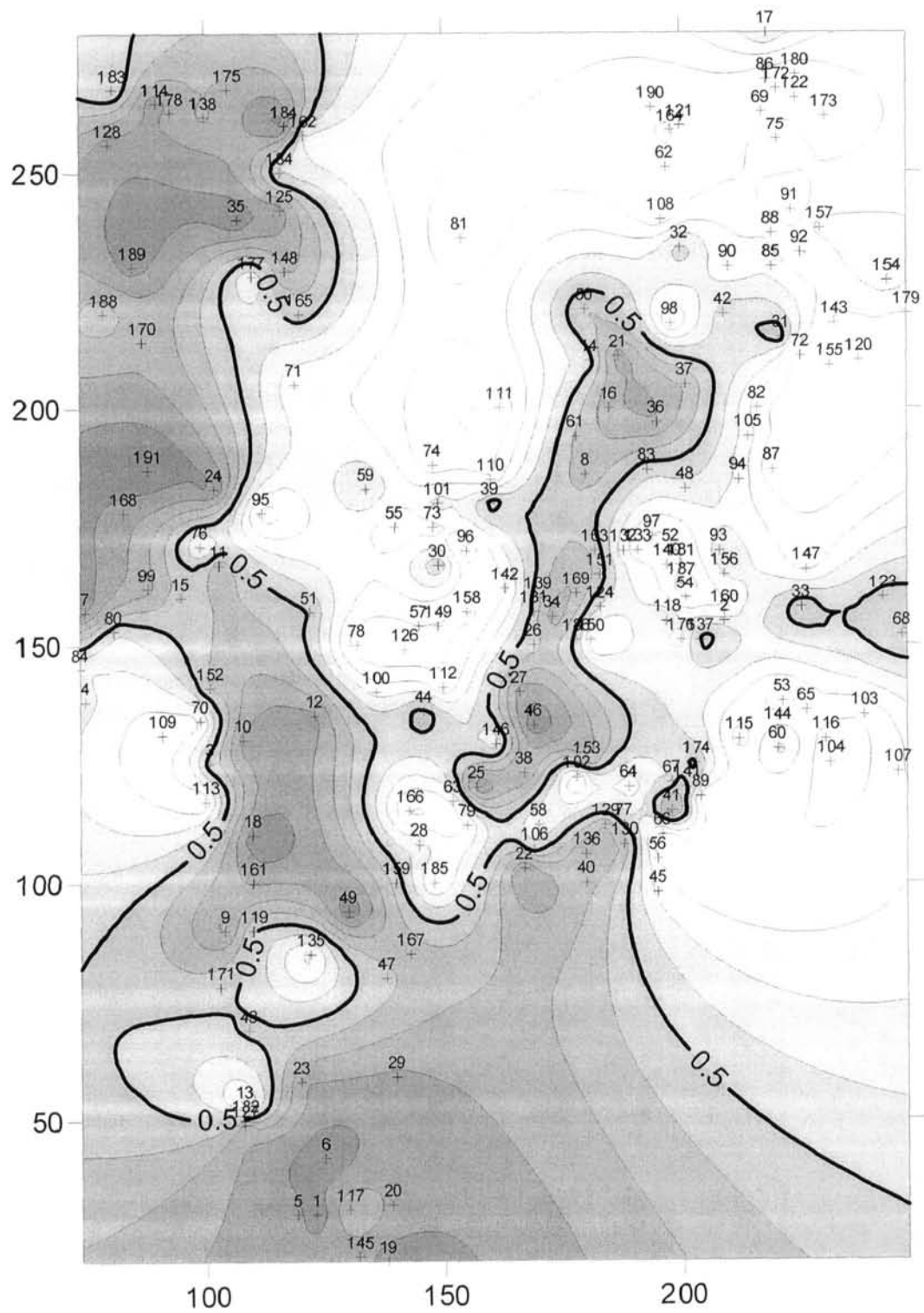


Рис. 4.8. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{MM}$  верхнеюрских отложений

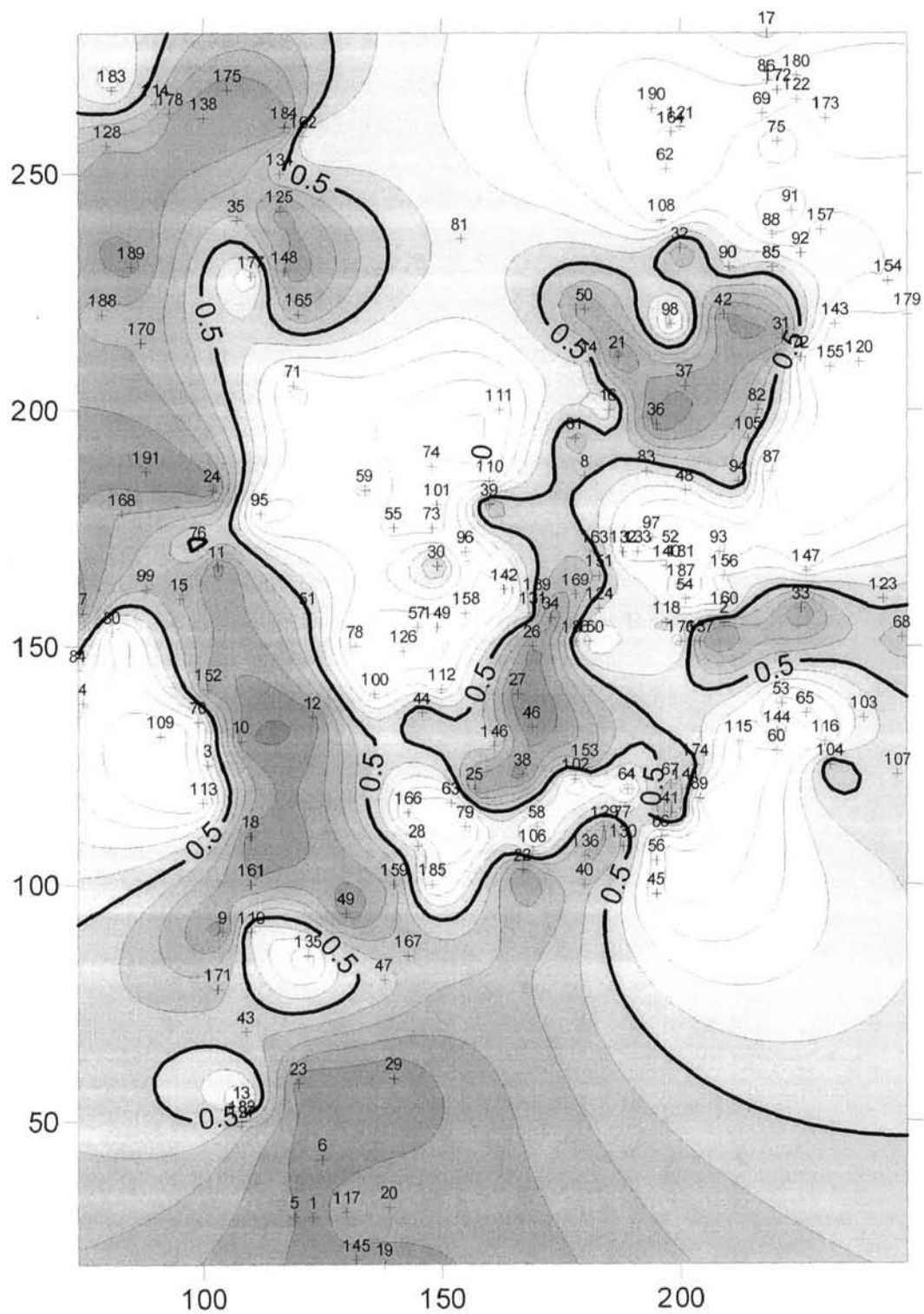


Рис. 4.9. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{\text{лм}}$  верхнеюрских отложений

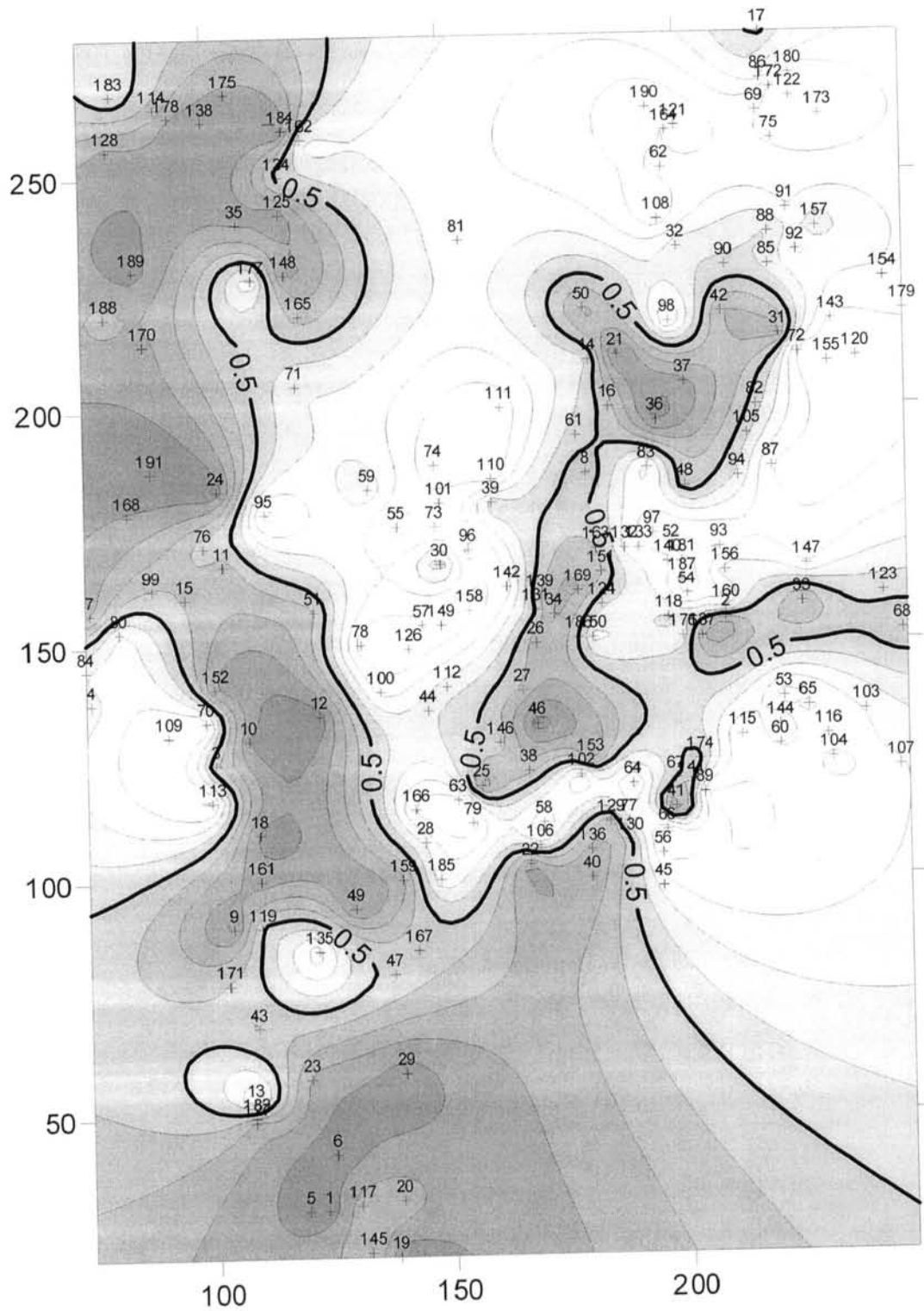


Рис. 4.10. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{км}$  верхнеюрских отложений

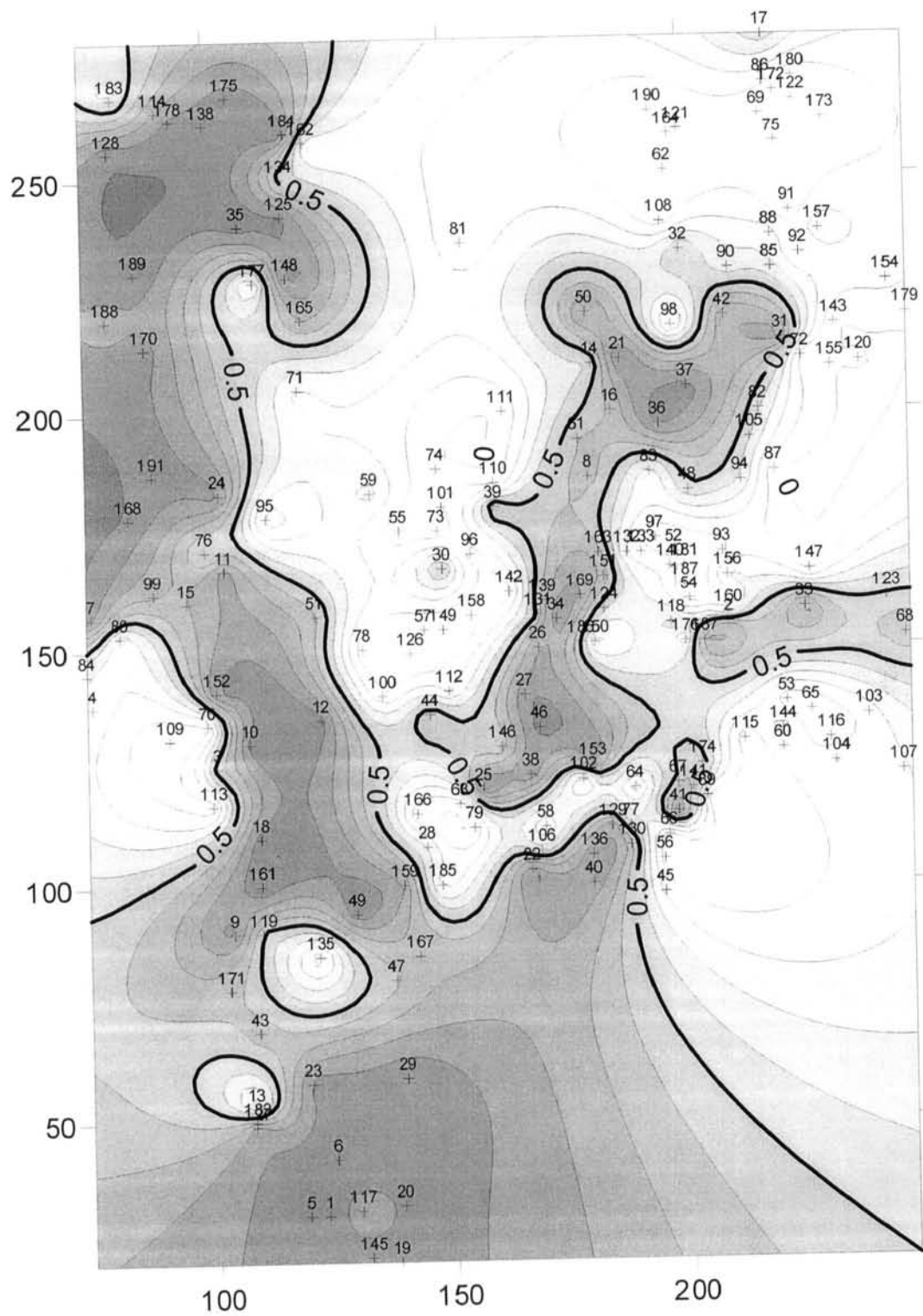


Рис. 4.11. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_k$  верхнеюрских отложений

Анализ схем прогноза нефтегазоносности верхнеюрских отложений, построенных по четырем методам показывает, что они достаточно хорошо контролируют друг друга; перспективными для поисков залежей углеводородов являются достаточно большие участки на западе, юге и в центральной части изучаемой территории. Их суммарная площадь составляет примерно половину от всей территории. Рассмотрим распределение перспективных прогнозных структур. По всем четырем методам однозначный положительный прогноз дан на 34 структуры, что в три раза превышает количество перспективных структур в нижне-среднеюрских отложениях. Также необходимо отметить, что в данной ситуации значения вероятностей у перспективных структур существенно выше, чем в предыдущем случае. А это в свою очередь свидетельствует о более надежных прогнозных оценках нефтеносности локальных структур в верхнеюрских отложениях. Для четырех подготовленных структур, а именно для В.-Толькинской, Вэрской, Малохарампурской и Ю.-Тэрельской, однозначный прогноз по различным методам не получен, но вероятностные оценки в большинстве случаев находятся в зоне неопределенности.

Для нижне-среднеюрского и верхнеюрского НГК совместно при определении величины  $P_{\text{лм}}$  использованы следующие показатели:  $A$ ,  $S$ ,  $A/\sqrt{S}$ ,  $СК_1$ ,  $\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}}$ ,  $C_{\text{орг}}$ ; при вычислении  $P_{\text{км}}$  –  $A$ ,  $S$ ,  $A/\sqrt{S}$ ,  $\alpha_{\text{л}}/\alpha_{\text{р}}$ ,  $L_{\text{рифт}}$ ,  $L_{\text{р}}$ ,  $\alpha_{\text{рифт}}$ ,  $m_{\text{к}}$ ,  $A_{\text{н}}$  и  $C_{\text{орг}}$ . Значения  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$  приведены в табл.4.3. по этим данным рассчитаны статистические характеристики обучающей выборки. Значения  $P_{\text{лм}}$  изменяются для нефтегазонасных структур от 0,1 до 0,9 при среднем значении, равном  $0,46 \pm 0,16$ ; значения  $P_{\text{км}}$  варьируют также в этом интервале при среднем  $0,46 \pm 0,18$ . Средние величины  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$  для пустых структур соответственно равны  $0,18 \pm 0,11$ ;  $0,19 \pm 0,10$ .

Здесь необходимо отметить, что средние значения  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$  по нефтегазоносным структурам при построении геолого-математических

Таблица 4.3

Классификация эталонных и прогнозных структур  
совместно в ниже-среднеюрском и верхнеюрском НГК  
различными вероятностно-статистическими методами

№ п/п	Наименование структур	Значения вероятностей			
		$P_{мм}$	$P_{лм}$	$P_{км}$	$P_{к}$
1	2	3	4	5	6
нефтегазоносные структуры					
1	Айегенская	0,79	0,81	0,83	0,97
2	Айкатэмская	0,18	0,19	0,20	0,16
3	Ваньеганская	0,56	0,59	0,57	0,67
4	Варьеганская	0,68	0,72	0,81	0,91
5	Верхнепурнейская	0,36	0,30	0,21	0,20
6	Верхнечасельская	0,16	0,27	0,34	0,35
7	Вынгапурская	0,54	0,61	0,52	0,66
8	Вэнгаяхинская	0,48	0,51	0,49	0,56
9	З.Варьеганская	0,29	0,33	0,38	0,38
10	Известинская	0,33	0,27	0,21	0,18
11	Кынская	0,31	0,51	0,62	0,74
12	Новогодняя	0,54	0,61	0,52	0,67
13	С.Варьеганская	0,55	0,56	0,58	0,64
14	С.Губкинская	0,48	0,53	0,49	0,58
15	Стахановская	0,53	0,58	0,57	0,67
16	Термокарстовая	0,19	0,29	0,24	0,29
17	Уренгойская	0,51	0,53	0,57	0,62
18	Фахировская	0,31	0,34	0,35	0,36
19	Черничная	0,26	0,38	0,30	0,39
20	Ютырмальская	0,31	0,35	0,36	0,38
21	Яровая	0,37	0,41	0,42	0,46
пустые структуры					
22	Айваседопурская	0,45	0,34	0,31	0,27
23	Акалилькынская	0,11	0,15	0,14	0,11
24	Андреевская	0,06	0,09	0,07	0,03
25	Апакапурская	0,11	0,06	0,08	0,03
26	Арамильская	0,17	0,18	0,19	0,15
27	Аркадская	0,14	0,15	0,16	0,11
28	Аркотойская	0,06	0,05	0,04	0,02
29	В.Етыпурская	0,06	0,06	0,07	0,01
30	В.Равинская	0,21	0,18	0,27	0,19
31	В.Таркосельская	0,04	0,06	0,07	0,03
32	В.Термокарстовая	0,16	0,18	0,19	0,15
33	В.Террасная	0,18	0,21	0,34	0,28
34	В.Янгтинская	0,34	0,36	0,33	0,36
35	Вавиловская	0,05	0,01	0,06	0,02
36	Валихановская	0,06	0,09	0,08	0,03
37	Ванская	0,09	0,08	0,21	0,10
38	Верхнетазовская	0,10	0,12	0,16	0,10
39	Владимирская	0,09	0,11	0,21	0,13

Продолжение табл.4.3

1	2	3	4	5	6
40	Воргенская	0,21	0,19	0,23	0,17
41	Вьюжная	0,34	0,30	0,28	0,26
42	Гласная	0,05	0,04	0,03	0,02
43	Губкинская	0,31	0,28	0,06	0,10
44	Дивная	0,19	0,19	0,19	0,15
45	Добровольская	0,10	0,09	0,25	0,13
46	З.Вынгайхинская	0,25	0,25	0,24	0,22
47	З.Кутымская	0,12	0,12	0,10	0,05
48	З.Кынская	0,09	0,08	0,06	0,01
49	З.Новочасельская	0,26	0,26	0,19	0,19
50	З.Сидоровская	0,07	0,08	0,07	0,01
51	З.Таркосалинская	0,44	0,31	0,21	0,17
52	З.Чатылькынская	0,18	0,16	0,23	0,15
53	Иохтурская 1	0,10	0,09	0,08	0,03
54	Иохтурская 2	0,12	0,16	0,14	0,12
55	Комсомольская	0,24	0,25	0,17	0,18
56	Крещенская	0,15	0,16	0,14	0,10
57	Кутылькынская	0,19	0,20	0,24	0,20
58	Кыпакынская	0,45	0,34	0,29	0,26
59	Мангазейская	0,03	0,06	0,08	0,20
60	Новомолодежная	0,53	0,46	0,48	0,47
61	Новопурнейская	0,37	0,24	0,21	0,13
62	Новосеганская	0,42	0,39	0,41	0,41
63	Новочасельская	0,34	0,32	0,32	0,31
64	Полуночная	0,05	0,06	0,08	0,02
65	Промысловая	0,03	0,02	0,05	0,10
66	Ровинская	0,12	0,12	0,20	0,12
67	С.Воргенская	0,05	0,08	0,06	0,02
68	С.Иохтурская	0,18	0,16	0,21	0,14
69	С.Тольнинская	0,09	0,06	0,08	0,03
70	С.Удмуртская	0,40	0,39	0,29	0,33
71	С.Ханчейская	0,15	0,05	0,04	0,03
72	С.Харампурская	0,35	0,31	0,25	0,24
73	С.Часельская	0,16	0,20	0,16	0,15
74	С.Шипалькынская	0,21	0,22	0,23	0,20
75	Свердловская	0,18	0,16	0,13	0,08
76	Светлогорская	0,11	0,08	0,15	0,05
77	Сензянская	0,10	0,12	0,14	0,09
78	Среднехарампурская	0,30	0,29	0,28	0,27
79	Тагриновская	0,52	0,49	0,51	0,53
80	Тапская	0,17	0,16	0,08	0,06
81	Темпельтинская	0,07	0,18	0,21	0,21
82	Террасная	0,18	0,19	0,17	0,14
83	Толькинская	0,27	0,21	0,22	0,16
84	Травянистая	0,07	0,09	0,08	0,03
85	Тычельская	0,25	0,26	0,27	0,25

Продолжение табл.4.3

1	2	3	4	5	6
86	Тэрельская	0,27	0,16	0,15	0,06
87	Удмуртская	0,15	0,14	0,21	0,13
88	Усть-Харампурская	0,08	0,09	0,11	0,04
89	Усть-Часельская	0,40	0,26	0,27	0,18
90	Фестивальная	0,31	0,32	0,30	0,31
91	Хадырьяхинская	0,10	0,010	0,16	0,08
92	Ханчейская	0,17	0,09	0,08	0,05
93	Хетилькынская	0,22	0,25	0,26	0,25
94	Холмистая	0,07	0,06	0,02	0,01
95	Чатылькынская	0,22	0,20	0,19	0,15
96	Шипалькынская	0,23	0,21	0,20	0,16
97	Ширтовская	0,15	0,15	0,21	0,14
98	Ю.Вынгапурская	0,28	0,21	0,22	0,15
99	Ю.Красноселькупская	0,27	0,21	0,19	0,13
100	Ю.Кыпакынская	0,31	0,29	0,24	0,23
101	Ю.Нярыльская	0,21	0,19	0,23	0,17
102	Ю.Сидоровская	0,14	0,28	0,23	0,30
103	Ю.-Таркосалинская	0,16	0,13	0,09	0,30
104	Ю.Удмуртская	0,16	0,09	0,11	0,01
105	Ю.Харампурская	0,54	0,44	0,51	0,47
106	Ю.Часельская	0,18	0,19	0,14	0,12
107	Ю.Ширтовская	0,12	0,21	0,01	0,08
108	Ю.Ярайнерская	0,35	0,26	0,24	0,18
109	Юмантыльская	0,12	0,12	0,10	0,03
110	Ярайнерская	0,48	0,43	0,45	0,45
прогнозные структуры					
111	Айгульская	0,07	0,39	0,29	0,49
112	Анерьяхская	0,03	0,02	0,03	0,01
113	Аркаatabьяхинская	0,85	0,75	0,76	0,82
114	Асбестовая	0,11	0,15	0,19	0,12
115	Балтымская	0,10	0,12	0,17	0,10
116	Бородинская	0,75	0,69	0,71	0,78
117	В.-Асинская	0,12	0,09	0,07	0,06
118	В.-Вынгапурская	0,75	0,69	0,81	0,84
119	В.-Пиляльхинская	0,01	0,02	0,03	0,01
120	В.-Промысловая	0,01	0,01	0,01	0,01
121	В.-Сидоровская	0,03	0,02	0,05	0,05
122	В.-Толькинская	0,17	0,16	0,17	0,11
123	В.-Тэрельская	0,14	0,13	0,17	0,12
124	В.-Уренгойская	0,75	0,69	0,71	0,78
125	Вайхетская	0,01	0,01	0,01	0,01
126	Валюшинская	0,75	0,81	0,76	0,94
127	Верхнеаркабьяхинская	0,63	0,58	0,61	0,65
128	Ветровая 1	0,72	0,76	0,75	0,89
129	Ветровая 2	0,62	0,62	0,63	0,71
130	Вэрская	0,16	0,17	0,13	0,10



Продолжение табл.4.3

1	2	3	4	5	6
131	Гравийная 1	0,03	0,03	0,05	0,04
132	Гравийная 2	0,06	0,05	0,08	0,06
133	Есетинская	0,09	0,23	0,24	0,28
134	Етыяхская	0,05	0,16	0,17	0,17
135	Жигулевская	0,53	0,55	0,51	0,59
136	З.-Акайтэмская	0,36	0,37	0,31	0,34
137	З.-Табьяхинская	0,68	0,71	0,64	0,78
138	З.-Тэрельская	0,19	0,14	0,16	0,08
139	З.-Шорская	0,11	0,12	0,09	0,06
140	Исетская	0,51	0,42	0,41	0,39
141	Кутымская	0,21	0,13	0,19	0,08
142	Кумольская	0,19	0,13	0,18	0,08
143	Кыпакынская	0,09	0,08	0,07	0,05
144	Лермонтовская	0,66	0,53	0,58	0,56
145	Малоямбургская	0,61	0,57	0,58	0,62
146	Моренная	0,45	0,51	0,49	0,57
147	Морозная	0,63	0,56	0,67	0,67
148	Намысская	0,18	0,16	0,17	0,12
149	Нертовая	0,14	0,16	0,15	0,11
150	Нинельская	0,03	0,05	0,04	0,03
151	Новокомсомольская	0,69	0,71	0,72	0,83
152	Нярыльская	0,25	0,31	0,37	0,38
153	Пакелькынская	0,05	0,06	0,07	0,06
154	Пиляльхинская	0,01	0,01	0,01	0,01
155	Питерская	0,01	0,02	0,05	0,05
156	Полянская	0,18	0,17	0,16	0,11
157	Разломная	0,17	0,16	0,15	0,10
158	Ручьевская	0,51	0,62	0,58	0,72
159	С.-Айкатэмская	0,12	0,16	0,15	0,13
160	С.-Вытапурская	0,50	0,51	0,52	0,57
161	С.-Есенинская	0,35	0,34	0,32	0,33
162	С.-Нинельская	0,05	0,06	0,07	0,05
163	С.-Промысловая	0,03	0,04	0,05	0,04
164	С.-Пырейная	0,41	0,51	0,32	0,47
165	С.-Стахановская	0,02	0,05	0,07	0,09
166	С.-Тагринская	0,05	0,06	0,07	0,01
167	С.-Таиловская	0,75	0,74	0,72	0,83
168	С.-Тэрельская	0,40	0,41	0,43	0,62
169	С.-Ямсовейская	0,76	0,75	0,74	0,85
170	Селивонинская	0,51	0,68	0,61	0,81
171	Сидоровская	0,02	0,02	0,01	0,01
172	Славянская	0,01	0,01	0,01	0,01
173	Сухоложская	0,32	0,35	0,30	0,34
174	Табьяхинская	0,71	0,65	0,64	0,70
175	Точипылькынская	0,13	0,09	0,08	0,09
176	Халзытинская	0,05	0,06	0,01	0,01

Окончание табл.4.3

1	2	3	4	5	6
177	Харусединская	0,81	0,61	0,71	0,66
178	Шельпорылькинская	0,23	0,13	0,15	0,14
179	Школьная	0,02	0,02	0,03	0,03
180	Шорская	0,07	0,08	0,05	0,04
181	Щиборинская	0,51	0,57	0,54	0,65
182	Ю.-Песцовая	0,50	0,51	0,53	0,56
183	Ю.-Самбурская	0,51	0,61	0,58	0,72
184	Ю.-Стахановская	0,19	0,18	0,15	0,11
185	Ю.-Тэрельская	0,06	0,07	0,08	0,06
186	Ю.-Шорская	0,11	0,12	0,09	0,06
187	Ю.-Юбилейная	0,51	0,61	0,49	0,65
188	Юбилейная	0,51	0,52	0,53	0,58
189	Ябтаяхинская	0,01	0,01	0,01	0,01
190	Ярейская	0,81	0,82	0,79	0,94

Примечание:  $P_{\text{мм}}$  – значения вероятностей, определенные по многомерной регрессии;  
 $P_{\text{лм}}$  – значения вероятностей, определенные по линейным моделям;  
 $P_{\text{км}}$  – значения вероятностей, определенные по вероятностным кривым;  
 $P_{\text{к}}$  – значения вероятностей, определенные по комплексной модели.

моделей для ниже-среднеюрского и верхнеюрского НГК значительно меньше соответствующих величин, определенных отдельно по ниже-среднеюрскому и верхнеюрскому НГК. Кроме этого, для ряда продуктивных структур значения  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$  меньше 0,5. Все это свидетельствует о том, что прогнозирование нефтегазоносности одновременно в ниже-среднеюрском и верхнеюрском НГК достаточно затруднительно. Все это также подтверждается практическим отсутствием корреляционных связей  $N_{\text{н}}$  с  $P_{\text{лм}}$  и  $P_{\text{км}}$ , которые имеют следующий вид:

$$N_{\text{н}} = 2,26 - 0,84 P_{\text{лм}}^{\text{н}}; \text{ при } r = -0,10; t_p < t_t.$$

$$N_{\text{н}} = 2,85 - 1,51 P_{\text{км}}^{\text{н}}; \text{ при } r = -0,20; t_p < t_t.$$

Видно, что значения не только низкие, но и обратные, что в целом противоречит физическому смыслу построенных геолого-математических моделей.

Связи  $N_{\text{п}}$  с  $P_{\text{лм}}^{\text{п}}$ ,  $P_{\text{км}}^{\text{п}}$  для пустых структур, как и в предыдущих двух рассмотренных случаях, статистически значимые, обратные:

$$N_{\text{п}} = 26,51 - 35,03 P_{\text{лм}}^{\text{п}}; \text{ при } r = -0,88; t_p > t_t.$$

$$N_{\text{п}} = 26,02 - 34,24 P_{\text{км}}^{\text{н}}; \text{ при } r = -0,83; t_p > t_t.$$

Для оценки нефтегазоносности совместно ниже-среднеюрских и верхнеюрских НГК предлагается использовать следующую многомерную модель:

$$P_{\text{мм}} = 0,67 + 0,0012A - 0,00014m_{\text{к}} + 0,0804\text{СК}_1 + 0,1135C_{\text{орг}} + 0,0155A/\sqrt{S} - 0,0004m_{\text{п}} + 0,0014L_{\text{р}} - 0,0012A_{\text{кз}} - 0,001H_{\text{нефт}} - 0,0189\text{СК}_2 - 0,0007\alpha_{\text{рифт}}, \text{ при } R = 0,85; F_p/F_t = 1,58; p < 0,0000.$$

Как видно из формулы, на первом этапе построения многомерной модели был использован показатель  $A$ , при значении  $r = 0,59$ . Далее формирование модели происходило за счет присоединения  $m_{\text{к}}$  ( $r = 0,68$ ). Затем на третьем шаге при включении в модель  $\text{СК}_1$  значение  $R = 0,74$ . В дальнейшем по мере построения модели последовательно были присоединены  $C_{\text{орг}}$  ( $R = 0,77$ ),  $A/\sqrt{S}$  ( $R = 0,79$ ),  $m_{\text{п}}$  ( $R = 0,80$ ),  $L_{\text{р}}$  ( $R = 0,81$ ),  $A_{\text{кз}}$  ( $R = 0,82$ ),  $H_{\text{нефт}}$  ( $R = 0,83$ ),  $\text{СК}_2$  ( $R = 0,84$ ),  $\alpha_{\text{рифт}}$  ( $R = 0,85$ ).

При граничном значении  $P = 0,5$  с помощью данного уравнения регрессии верно расклассифицировано 83,78% структур, при этом лучше распознаются пустые структуры (92,13%), чем нефтяные (50%).

Среднее значение вероятности для нефтегазовых структур составляет  $0,42 \pm 0,16$ ; для пустых –  $0,19 \pm 0,13$ .

Связь между количеством нефтегазоносных структур и значениями  $P_i$  практически отсутствует:  $r = -0,12$ ;  $t_p < t_t$ . В то же время, корреляция между числом пустых структур и значениями  $P_{\text{мм}}^{\text{н}}$  достаточно сильная отрицательная; она имеет следующий вид:

$$N_{\text{п}} = 25,35 - 32,91 P_{\text{мм}}^{\text{н}}; \text{ при } r = -0,91; t_p > t_t.$$

Совместно для двух изучаемых юрских НГК величины  $P_{\text{к}}$  можно вычислить по следующему уравнению регрессии:

$$P_{\text{к}} = -0,07 + 0,979 P_{\text{лм}} + 0,700 P_{\text{км}} - 0,457 P_{\text{мм}}; \text{ при } R = 0,99; F_p/F_t = 803,5; p < 0,0000.$$

Среднее значение  $P_k$  для нефтегазоносных структур составляет  $0,52 \pm 0,22$ ; для пустых –  $0,15 \pm 0,12$ .

Для данного класса изучаемых нефтегазоносных структур только по критерию  $P_k$  среднее значение несколько выше 0,5; в остальных случаях эти значения меньше 0,5. Во всех случаях по критерию  $t$  при  $p = 0,05$  средние значения  $P_{MM}, P_{LM}, P_{KM}, P_k$  являются статистически неразличными.

На рис. 4.12 приведено сопоставление значений вероятностей. Все вероятности между собой статистически связаны, коэффициенты  $r$  варьируют от 0,87 до 0,98. Для нефтегазоносных структур значения  $r$  между вероятностями даже несколько выше (от 0,86 до 0,94), чем по всей обучающей выборке. Для пустых структур эти связи также достаточно тесные, статистически значимые (от 0,81 до 0,94).

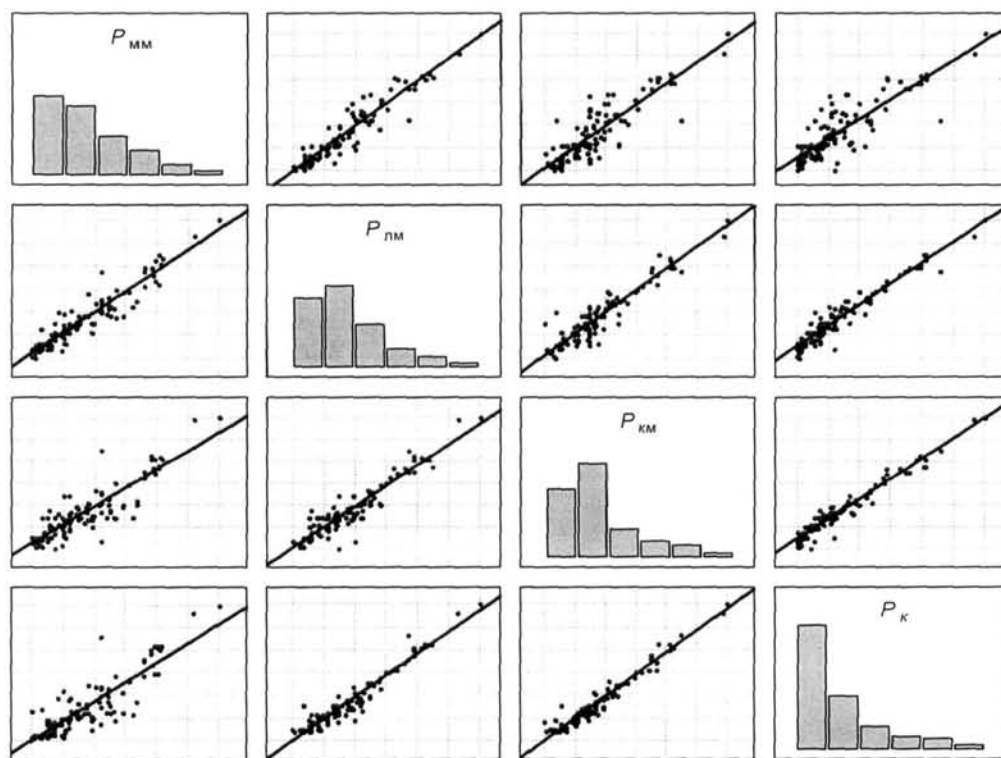


Рис.4.12. Гистограммы распределения вероятностей  $P_{MM}, P_{LM}, P_{KM}$  и  $P_k$  и корреляционные поля между ними для ниже-средне- и верхнеюрских отложений

Анализ приведенных корреляционных полей показывает, что высокими значениями вероятностей обладает незначительное число структур.

По значениям  $P_{мм}$ ,  $P_{лм}$ ,  $P_{км}$ ,  $P_{к}$  составлены прогнозные схемы, приведенные на рис. 4.13 – 4.16.

Анализ схем прогноза нефтегазоносности ниже-средне- и верхнеюрских отложений, построенных по четырем методам показывает, что они достаточно хорошо контролируют друг друга; перспективными для поисков залежей углеводородов являются достаточно большие по площади участки на западе изучаемой территории. Их суммарная площадь несколько меньше площади ниже-среднеюрского НГК. Рассмотрим распределение перспективных прогнозных структур. По всем четырем методам однозначный положительный прогноз дан на 26 структур. Четыре подготовленные структуры, а именно Исетская, Малоямбургская, С.-Пырейная и С.-Тэрельская, однозначно расклассифицировать не удалось. По одним методам их вероятности несколько более 0,5, по другим – менее, то-есть они относятся к зоне неопределенности.

Таким образом мы видим, что построенные математические модели и с помощью их схемы прогноза нефтегазоносности по различным НГК, позволяют достаточно надежно прогнозировать наличие залежей углеводородов в подготовленных локальных структурах.

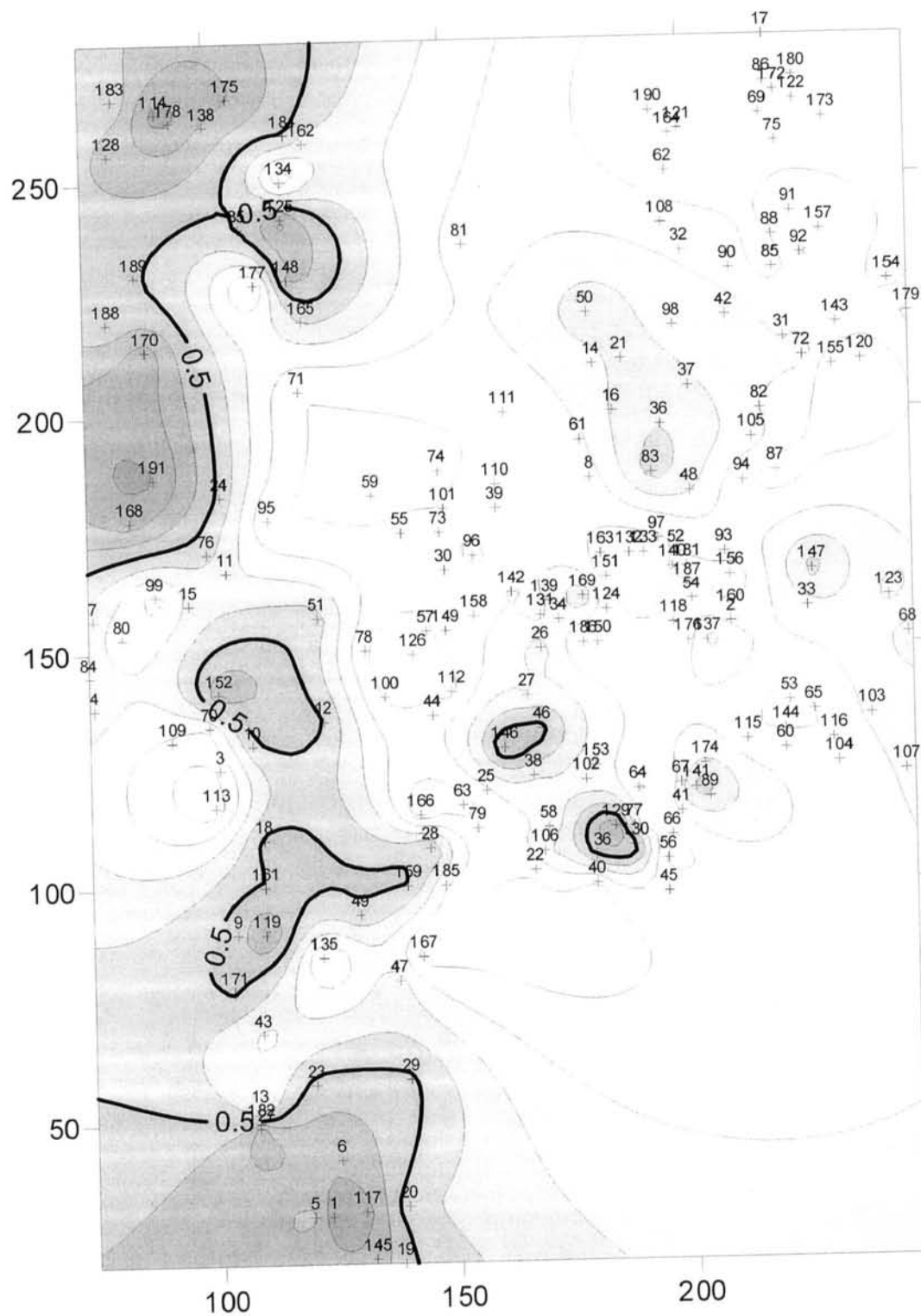


Рис. 4.13. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{MM}$  ниже-средне- и верхнеюрских отложений

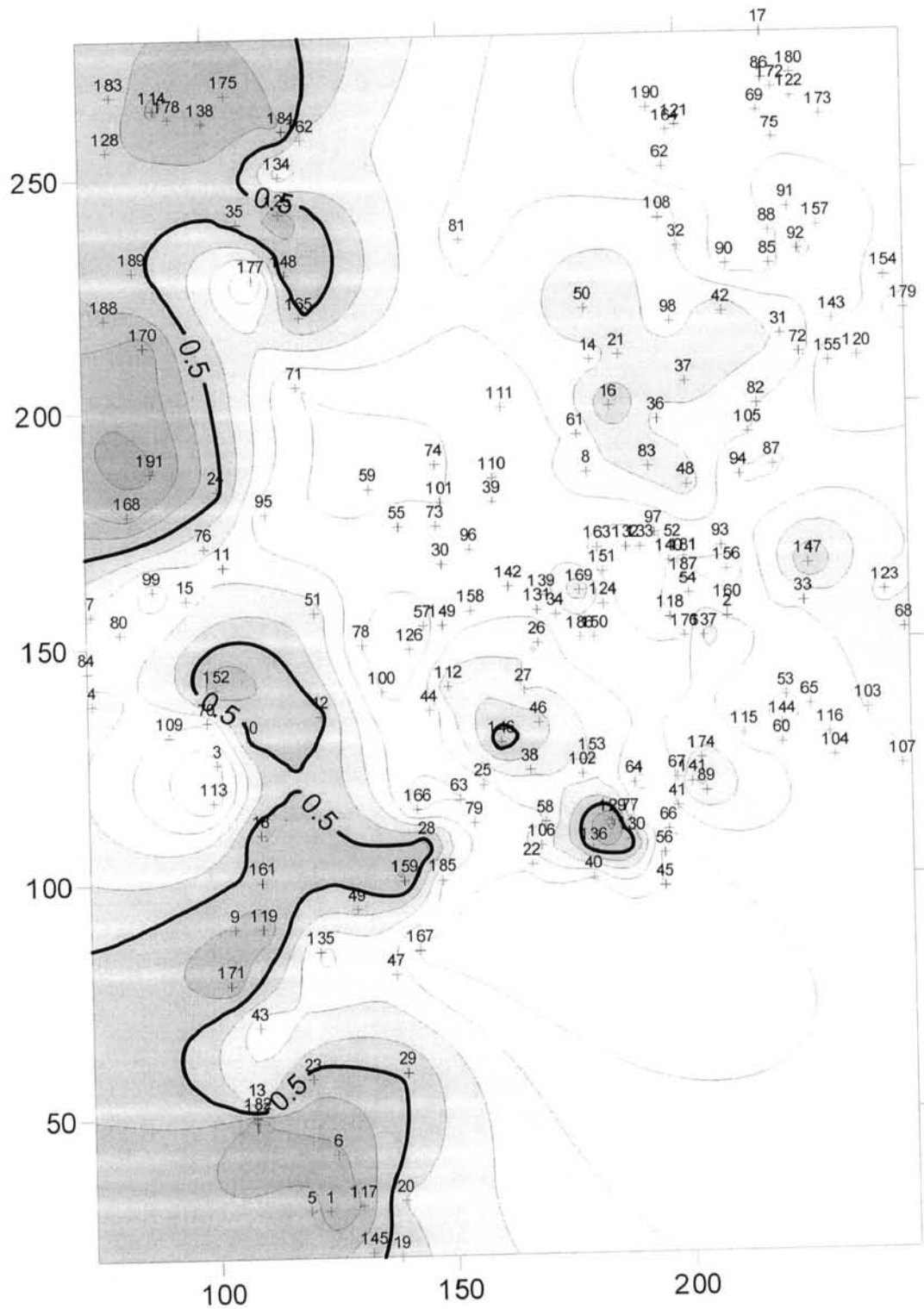


Рис. 4.14. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{\text{дм}}$  нижне-средне- и верхнеюрских отложений

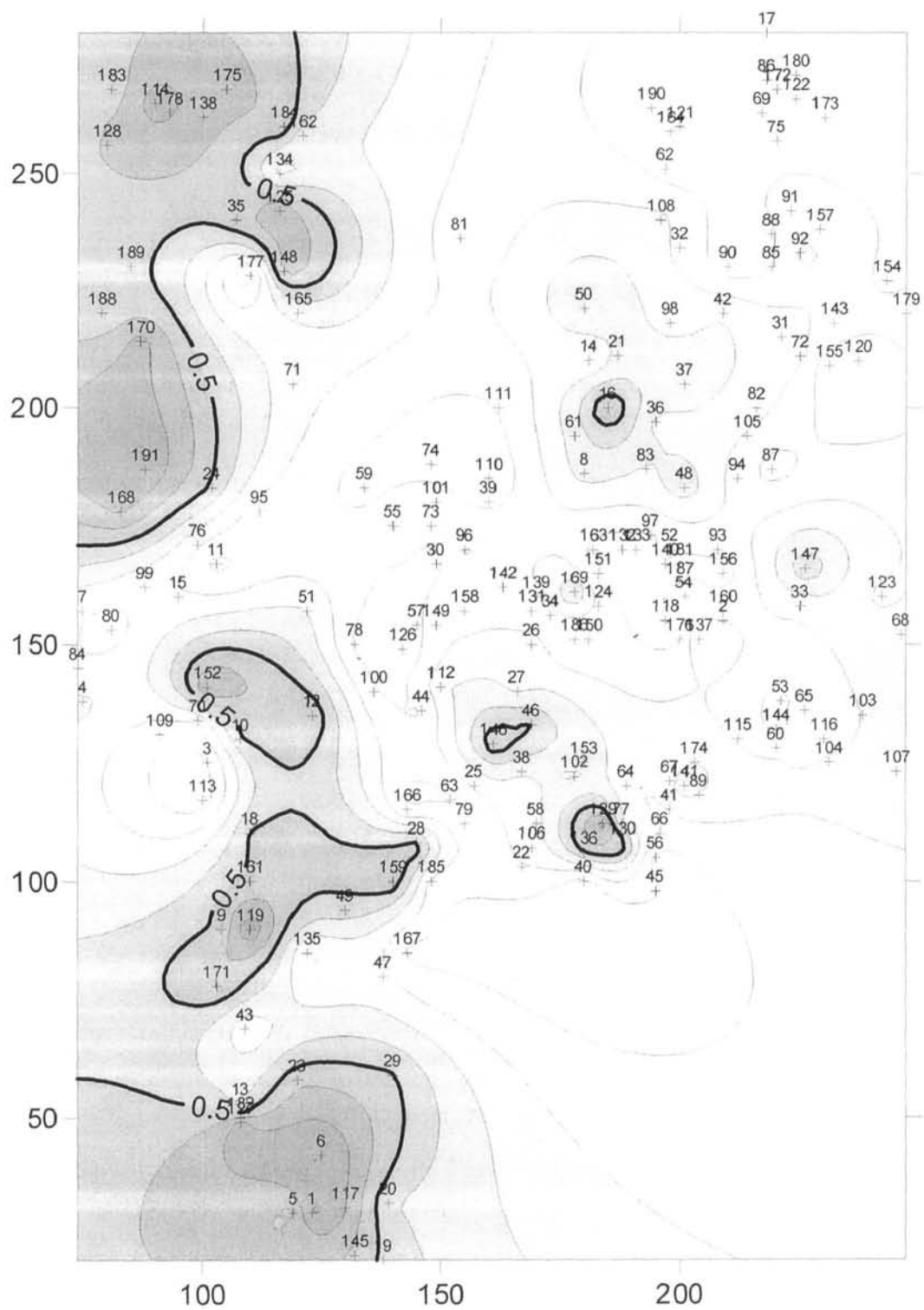


Рис. 4.15. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_{км}$  нижне-средне- и верхнеюрских отложений



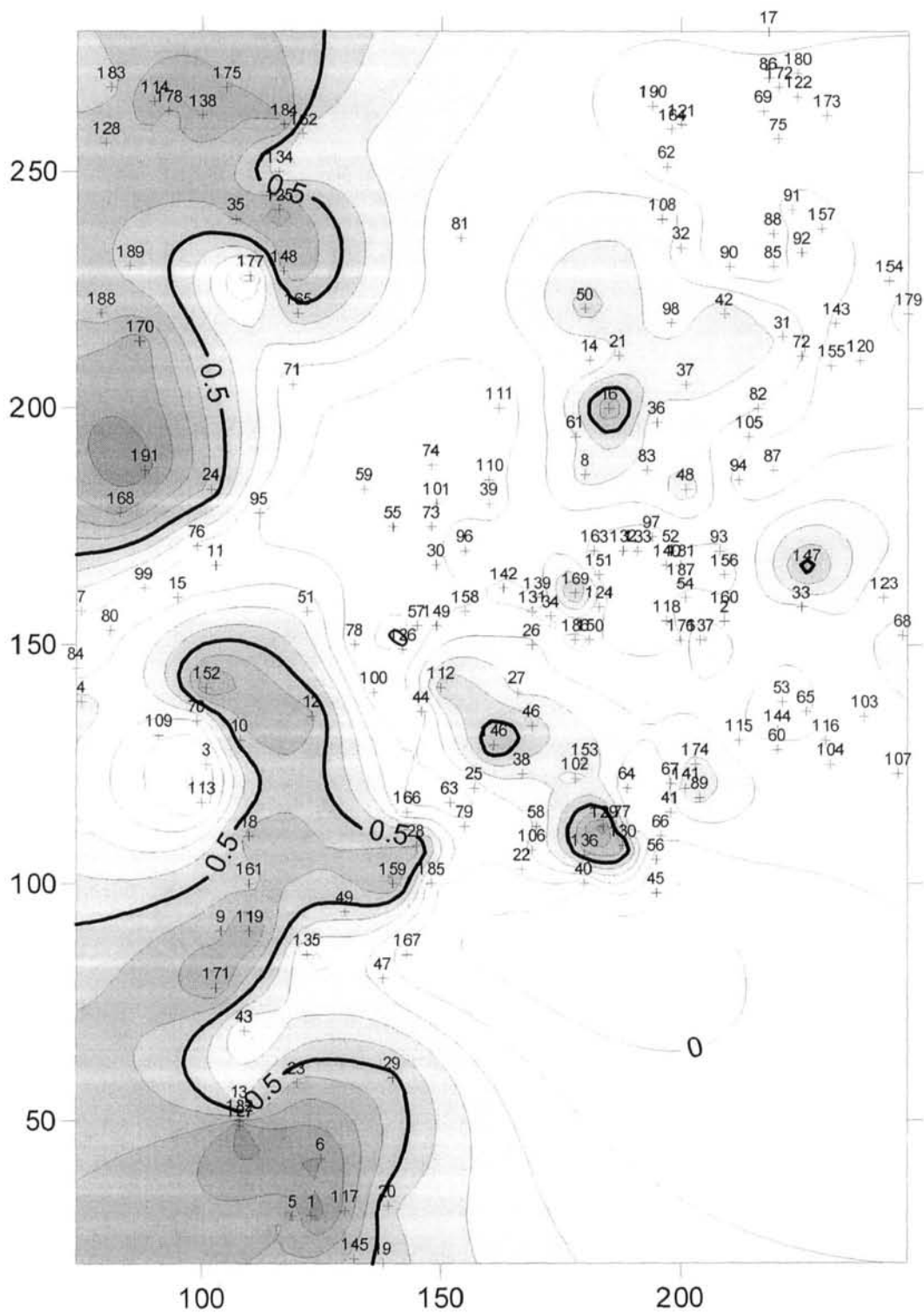


Рис. 4.16. Схема прогноза нефтегазоносности по вероятности  $P_k$  нижне-средне- и верхнеюрских отложений

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Территория Надым-Пур-Тазовского междуречья характеризуется различной эффективностью поисково-разведочных работ как по площади исследований, так и по разрезу изучаемых отложений. Для научного обоснования выбора первоочередных объектов с целью постановки глубокого бурения необходимо определить степень перспективности того или иного нефтегазоносного комплекса. Одним из прогрессивных путей решения данной задачи является прогнозирование нефтегазоносности на основе вероятностно-статистического анализа.

На первом этапе было выполнено статистическое обоснование построения моделей прогноза триас-юрских отложений на основе изучения содержания органического вещества, его катогенеза, влияния грабен-рифтов и глубинного сейсмического строения земной коры.

Основным практическим результатом выполненных научных исследований является разработка геолого-математических моделей оценки продуктивности локальных объектов в триасовых и юрских отложениях. Причем для триасовых отложений, в связи со слабой степенью их изученности, использовались только региональные критерии, а для юрских – к ним были добавлены еще и локально-зональные.

Для решения данной задачи был выполнен детальный статистический анализ геолого-геофизических показателей для продуктивных и непродуктивных структур в пределах изучаемых нефтегазоносных комплексов. Результаты исследований позволили установить показатели, контролирующие продуктивность структуры, выполнить оценку их информативности, как с вероятностно-статистических, так и с геологических позиций. С помощью многомерных статистических методов построены такие вероятностно-статистические модели, которые при определенном количестве используемых показателей позволяют производить прогнозирование нефтегазоносности структур с

минимальными ошибками. Прогнозирование выполнялось с помощью линейного дискриминантного, пошагового регрессионного анализов и способом условных комплексных вероятностей. Выполнено сопоставление этих методов между собой, а также детальный анализ каждого метода в отдельности. Для каждого нефтегазоносного комплекса были построены карты перспектив нефтегазоносности, установлена зональность в распределении залежей углеводородов, что в свою очередь позволило наметить дальнейшие направления геолого-разведочных работ на территории Надым-Пур-Тазовского междуречья.

На основании полученных геолого-математических моделей произведена вероятностно-статистическая оценка подготовленных объектов к глубокому нефтепоисковому бурению и их ранжирование по степени перспективности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аксенов А.А., Воробьев В.Я. Состояние и основные направления повышения эффективности локального прогноза нефтегазоносности // Обзор. информ. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. Вып. 2 (22). М., 1989. 32 с.
2. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. – М.: Наука, 1980.–110 с.
3. Амурский Г.И., Белонин М.Д., Берето А.Я. и др. Геолого-математические методы прогноза нефтегазоносности локальных структур молодых платформ. М., 1980. 246 с.
4. Аплонов С.В. Палеогеодинамика Западно-Сибирской плиты // Советская геология. – 1989. № 7. – С. 27 – 36.
5. Афанасьев Ю.Т. Система рифтов Западной Сибири (Тектоника и нефтегазоносность). – М.: Наука, 1977. – 102 с.
6. Бакиров А.А. Методология системного анализа при прогнозировании нефтегазоносности недр // Проблемы нефтегеологического районирования. М., 1986. С. 3 – 10.
7. Башков А.Н., Карасева Т.В., Галкин В.И. Научное обоснование нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ / Сб. науч. докл., КамНИИКИГС, Пермь, 2001. С. 177-185.
8. Башков А.Н. О прогнозировании катагенетической зональности триас-юрских отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья // Геологическое изучение и использование недр / ЗАО «Геоинформмарк».-М., 1999, выпуск 4.- С.3-7.
9. Башков А.Н. Прогноз фазового состояния УВ триас-юрских отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья // Геология Западного Урала на пороге XXI века. Сб. тезисов конференции ПГТУ.-Пермь, 1999.- С.213.

10. Белоконь Т.В. Проблемы нефтегазоносности больших глубин // Геология нефти и газа. – 1998. № 6. С. 13 – 21.
11. Белонин М.Д. Методические аспекты прогноза нефтегазоносности земель // Геология нефти и газа. 1977. № 12. С.32 – 37.
12. Бененсон В.А. Геолого-геофизические особенности доверхне-палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с их нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 1989. № 12.
13. Беспалова С.Н. Оценка перспектив нефтегазоносности неокомских отложений севера Западной Сибири по геохимическим показателям // Геология нефти и газа. – 1983. № 12.
14. Бочкарев В.С. Геодинамика Западной Сибири // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России, вып. 4. Пермь, КамНИИКИГС, 1996, с. 297 – 308.
15. Булин Н.К., Егоркин А.В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. Москва, 2000, 192 с.
16. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти // Избранные труды. М.: Наука, 1986. – 366 с.
17. Вебер В.В. Ранняя генерация и миграция – основные факторы залегания нефти на любых глубинах // Особенности формирования залежей нефти и газа в глубокозалегающих пластах. М.: Наука, 1960. С. 28 – 38.
18. Винниковский С.А. Закономерности формирования и перспективы открытия зон нефтегазонакопления // Критерии поисков зон нефтегазонакопления: Сб. науч. тр. М.: Наука, 1979. С. 168 –171.
19. Волков А.М. Прогноз нефтегазоносности локальных поднятий методами распознавания образцов // Тр. ЗапСибНИГНИ. 1975. Вып. 88. 108 с.
20. Воронин Н.И. Влияние региональных наклонов на формирование ловушек нефти и газа // Геология нефти и газа. 1984. №8. С. 50 –53.

21. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. М.: Недра, 1975. 258 с.
22. Гавриш В.К. Роль глубинных разломов в миграции и аккумуляции нефти и газа. Киев.: Наукова думка, 1968. 168 с.
23. Галкин В.И. К вопросу построения генетической модели прогнозирования нефтегазоносности недр // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. Пермь, 1989. С. 24 – 32.
24. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. Екатеринбург: УрО РАН, 1992. 112 с.
25. Галкин В.И., Маршаев О.Л. Анализ факторов, контролирующих нефтеносность локальных структур // Научно-производственные достижения в нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., 1989. Вып. 11. С. 5 – 8.
26. Галкин В.И., Маршаев О.Л., Мерсон М.Э. Комплексное влияние факторов, контролирующих нефтегазоносность локальных структур // Экспресс-информ. Сер. Нефтегаз. геология и геофизика. М., 1990. Авт.5. С. 16 – 21.
27. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур, УрО РАН, Екатеринбург, 2001, С.300.
28. Галкин В.И., Пономарев В.А., Урасинов Б.Л., Попов С.Г. Особенности изменения изотопного состава углерода метана Надым-Пур-Тазовского междуречья // Геологическое изучение и использование недр. Научно-технический информационный сборник / ООО «Геоинформцентр». – М., 2003, Вып.1, С.3-7.
29. Галкин В.И., Растегаев А.В., Козлова И.А., Урасинов Б.Л., Невоструев Э.Г. О влиянии глубинного сейсмического строения земной коры на

- нефтегазоносность осадочного разреза (на примере Западно-Сибирской НГП) // Наука-производству. М., 2003, № 10 (66). С.9-10.
30. Галкин В.И., Урашинов Б.Л., Левинзон Б.Л., Козлова И.А. Прогноз нефтегазоносности локальных структур в отложениях юрского комплекса Надым-Пур-Тазовского междуречья // Нефть и газ: Вестник ПГТУ, 2000. № 3. С.19-27.
31. Галушкин Ю.И., Лопатин Н.В., Емец Т.П. Численное моделирование эволюции катагенеза отложений юры и триаса // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России, вып. 4. Пермь, КамНИИКИГС, 1996, с. 279 – 286.
32. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты. – Л.: Недра, 1971.
33. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 509 с.
34. Геолого-математические методы прогноза нефтегазоносных локальных структур молодых платформ / Г.И. Амурский, М.Д. Белонин, А.Я. Берето и др. М., 1980. 246 с.
35. Гиршгорн Л.Ш., Кабалык В.Г., Соседков В.С. Окраины осадочных палеобассейнов севера Западной Сибири как объекты нефтегазопроисловых работ // Геология нефти и газа. – 1988. – № 4.
36. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1983. 187 с.
37. Демина А.М., Халимов Э.М. Прогнозирование нефтегазоносности локальных структур с применением математической статистики / ВНИИОЭНГ. М., 1978. 71 с.
38. Дэвис Дж. Статистика и анализ геологических данных. М.: Мир, 1977. 572 с.
39. Емец Т.П., Лопатин Н.В., Литвинова Н.В. Катагенез и углеводородный потенциал юрских отложений севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1986, № 1. – С. 53 – 58.

- 40.Емец Т.П., Лопатин Н.В., Симоненкова О.И. Нефтегазоматеринские свойства глубокопогруженных отложений тюменской свиты Западно-Сибирского бассейна // Условия нефтеобразования на больших глубинах. – М.: Недра, 1988. – С. 93 – 97.
- 41.Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Новые данные о катагенетической приобработанности органического вещества базальных горизонтов осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской плиты // Докл. АН СССР. – 1990. Т. 314, № 5. – С. 1197 – 1201.
- 42.Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Термоглубинные условия газонефтеносности юрских отложений северных районов Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1997. № 2. – С. 17 – 22.
- 43.Жуков Ю.А. Распределение промышленных запасов нефти и газа по глубинам в мезозое Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 1968. № 2. С. 65 – 71.
- 44.Зависимость между характером развития локальных поднятий и их нефтегазоносностью (на примере Западно-Сибирской низменности) / Е.И. Бенько, Е.В.Еханин, В.П.Жданова, Н.А.Миталев // Нефтегазовая геология и геофизика. Текущая информация. 1964. Вып.18. С.18 – 26.
- 45.Зингер А.С. Газогидрохимические критерии оценки нефтегазоносности локальных структур. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1966. 476 с.
- 46.Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности / Л.А.Польстер, Ю.А.Висковский, В.А.николенко и др. – М.: Недра, 1984. – 200 с.
- 47.Кабышев Б.П. О связи нефтегазоносности с неотектоническими движениями на древней платформе // Геология нефти и газа. 1985. № 2. С.3 –14.
- 48.Карасева Т.В., Сиротенко О.И., Козлова И.А. Историко-генетическая реконструкция процессов нефтегазообразования в глубокозалегающих породах района Тюменской сверхглубокой скважины // Результаты



- бурения и исследования Тюменской Сверхглубокой скважины. Сборник тезисов. – Пермь, 1995. – С. 72 – 73.
49. Катагенез и нефтегазоносность / Парпарова М.Г., Неручев С.Г., Жуков А.В. и др. – Л.: Недра, 1981. – 240 с.
50. Каштанов В.А. и др. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1997. № 5.
51. Керимов В.Ю. Поиски и разведка залежей нефти и газа в стратиграфических и литологических ловушках. М.: Недра, 1987. 206 с.
52. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. – М.: Недра, 1988. – 223 с.
53. Конторович А.Э. Геолого-математическое моделирование как основа современных методов прогноза нефтегазоносности. Тр. СНИИГГиМС, 1977. Вып. 249. С. 2-15.
54. Конторович А.Э., Луговцев А.Д., Фотиади Э.Э. Современные подходы к оценке перспектив нефтегазоносности // Тр. СНИИГГиМС. 1972. Вып. 138. С. 4 –11.
55. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах. – М.: Недра, 1983, 220 с.
56. Крамбейн У., Кауфмен М., Мак-Кеммон Р. Модели геологических процессов. – М.: Мир, 1973. – 150 с.
57. Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974. 336 с.
58. Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Л.: Недра, 1963. 220 с.
59. Кунин Н.Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. М.: Недра, 1981. 276 с.

60. Лаврушко И.П. Решающие факторы формирования и критерии поиска крупных месторождений нефти и газа // Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Обзор / ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-разв. работ (ВИЭМС). – М., 1988. – 47 с.
61. Ларин В.И. Количественная оценка процессов газонакопления. М.: Недра, 1982. 160 с.
62. Ласточкин А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа // Тр. ВНИГРИ. Л.: Недра, 1974. Вып. 327. 68 с.
63. Ласточкин А.Н., Резанов Л.Н. Использование геолого-геоморфологических методов при поисках нефти и газа. М., 1979. 63 с.
64. Левинзон И.Л. Критерии прогноза нефтегазоносности юрского комплекса Надым-Пурской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 1997. - № 11.
65. Левинзон И.Л., Галкин В.И., Маршаев О.А. Прогноз нефтегазоносности локальных структур. ПГТУ. Пермь, 1997. – 70 с.
66. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Зубайраев С.Л. Катагенез и нефтематеринский потенциал триасовых и юрских аргиллитов Тюменской сверхглубокой скважины // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России, вып. 4. Пермь, КамНИИКИГС, 1996, с. 264 – 272.
67. Луценко Б.Н. Районирование территории северных НГО Западной Сибири по степени перспективности выявления прогнозируемых локальных структур // Геология нефти и газа. – 1986. - № 7.
68. Мавлютов Ш.Ш. Предпосылки и возможности использования структурно-геоморфологических методов в Обь-Тазовском междуречье. Применение математических методов и ЭВМ в геологии. Тюмень, 1988. С. 65 – 74.
69. Максимов С.П., Киров В.А., Ларкин В.Н. О минимальной амплитуде структурных ловушек, способных аккумулировать промышленные

- скопления нефти и газа в платформенных условиях // Докл. АН СССР. 1972. Т.205, №6. С. 1436-1438.
70. Математические методы анализа при изучении закономерностей формирования и размещения углеводородных скоплений / М.Д. Белонин, К.П. Иванова, В.Д. Наливкин и др. // Обзор ВИЭМС. Сер. Математические методы исследований в геологии. М., 1973. 50 с.
71. Математические методы в геологии и геофизике / М.М. Элланский, А.И. Холин, Г.И. Зверев, А.П. Петров. М.: Недра, 1972. 200 с.
72. Методология локального прогноза нефтегазоносности / В.И. Шпильман, Г.И. Плавник, Л.Г. Судат, В.Н. Гаврилов // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинклинали. Тюмень, 1989. С. 12-15.
73. Миллер Р.А., Кан Дж.С. Статистический анализ в геологических науках. М.: Мир, 1965. 482 с.
74. Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабо изученных крупных территорий // Советская геология. 1976. № 1. С. 28 – 39.
75. Невоструев Э.Г., Урасинов Б.Л., Расстегаев А.В. Прогнозирование пластовой температуры в нефтяных залежах (на примере месторождений Надым-Пур-Тазовского междуречья // Известия вузов. Нефть и газ. Тюменский гос. нефтегазовый институт, 2004. № 5. С. 74-78.
76. Нежданов А.А., Никулин Б.В., Куренко М.Б., Огибенин В.В. Достоверность прогноза перспективы выявления углеводородных залежей различных типов в неокомских отложениях южной части Надым-Тазовского междуречья. – Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1986. – С. 24 – 32.
77. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.

78. Нестеров И.И. Локальный прогноз нефтегазоносности // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинклинали. Тюмень, 1989. С. 7 – 11.
79. Нефтегазообразование на больших глубинах Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта / Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., и др. // Геохимия. – 1994. – № 1. С. 111 – 121.
80. О возможностях прогнозирования нефтегазоносности поисковых площадей по комплексу геологических, геофизических и геохимических данных / В.И.Галкин, И.В.Ванцева, В.М.Проценкова, Т.В. Фофанова // Геология месторождений горючих полезных ископаемых, их поиски и разведка. Пермь, 1987. С. 40 – 45.
81. О связи возраста ловушек с нефтегазоносностью разреза / В.И.Галкин, Р.Н.Дозорцев, О.В.Соколов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 19947. № 2. С. 6 – 9.
82. Обзор методов прогноза нефтегазоносности локальных ловушек и методологии их прогноза / В.Д.Наливкин, М.Д. Белонин, Н.И.Буянов // Методы оценки нефтегазоносности локальных ловушек. М.: Наука, 1981. С. 6-15.
83. Палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей / Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. и др. – М.: Недра, 1977. – 156 с.
84. Палий А.М., Кабышев Б.П. Локальный прогноз нефтегазоносности // Нефтяная и газовая промышленность. 1986. № 2. С.10 –13.
85. Панченко А.С. Раздельное прогнозирование залежей нефти и газа. М.: Недра, 1985. 200 с.
86. Петухов А.В. О роли литолого-структурных и геохимических барьеров в процессе формирования полей аномальных концентраций над залежами нефти и газа // Докл. АН СССР. 1977. Т. 236. № 5. С. 1222 – 1225.

- 87.Петухов А.В. Принципы подбора исходных признаков для прогноза нефтегазоносности локальных площадей математическими методами // Экспресс-информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геология и геофизика. 1973. № 9. С. 23 – 26.
- 88.Полякова И.Д., Борукаев И.Д. Геохимические особенности образования и разрушения нефти на больших глубинах // Геология нефти и газа. – 1999. – № 3 – 4. С. 34 – 39.
- 89.Полякова И.Д., Борукаев И.Д. Органическая химия юрских и триасовых отложений Тюменской скважины СГ-6 в интервале глубин 3987-6424 м // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России, вып. 4. Пермь, КамНИИКИГС, 1996, с. 253 – 264.
- 90.Применение вероятностно-статистических моделей при подготовке структур к глубокому бурению / Растегаев А.В., Галкин С.В., Галкин В.И., Левинзон И.Л. – Пермь: ПГТУ, 1996. – 61 с.
- 91.Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э.Конторович, Э.Э.Фотиади, В.И.Демин и др. М.: Недра 1981. 337 с.
- 92.Прогнозирование нефтегазоносности локальных структур различных геотектонических зон / В.И.Галкин, Т.В.Фофанова, Н.А.Лядова и др. // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. Пермь, 1990. С. 46 – 51.
- 93.Прогнозирование структур, перспективных на газ и нефть в Западной и Восточной Сибири на базе системного прогноза и математических методов количественной комплексной интерпретации / В.С.Славкин, В.Е.Зиньковский, В.М.Островский и др.// Обзор. информация. Сер. Геология и разведка разовых и газоконденсатных месторождений. М., 1988. Вып.5. 46 с.
- 94.Региональный и локальный прогноз нефтегазоносности / Под ред. С.П.Максимова. М.: Недра, 1987. С.185-195.

95. Ресурсы газа и нефти Ямало-Ненецкого автономного округа и стратегия их освоения / Конторович А.Э., Нестеров И.И., Лившиц В.Р. и др. // Геология нефти и газа. – 1998. № 9. С. 2 – 9.
96. Рудкевич М.Я. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – М.: Недра, 1988. – 303 с.
97. Рудкевич М.Я. Тектоническое развитие и нефтегеологическое районирование Западно-Сибирской провинции. Свердловск: Средне-Уральское кн. Изд-во, 1976.
98. Салманов Ф.К. Критерии оценки нефтегазоносности локальных поднятий в неокомских отложениях Широкого Приобья // Геология нефти и газа. 1976. С.11-18.
99. Скоробогатов В.А. Катагенез и газонефтеносность глубокопогруженных отложений на севере Западно-Сибирской плиты // Условия нефтеобразования на больших глубинах. – М.: Недра, 1988. С. 88 – 92.
100. Соколов Б.А. Нефтегазоносность больших глубин в свете эволюционно-динамической концепции нефтегазоносности недр // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. – М.: Наука, 1988. – С. 7 – 13.
101. Соловьев Н.Н. Тектонодинамическая оценка условий формирования месторождений – новое направление изучения нефтегазоносных территорий // Геология нефти и газа. – 1986. № 1. С. 6 – 11.
102. Стадник Е.В. Новые рекогносцировочные методы геохимических поисков нефти и газа // Обзор. информ. Сер. Нефтегаз. геология и геофизика. М., 1984. 51 с.
103. Старобинец И.С. О механизме дифференциации газообразований углеводородов при миграции // Тр. ВНИИЯГГ. М., 1975. Вып. 22. С. 38 – 56.

104. Строение земной коры района Тюменской сверхглубокой скважины / Сурков В.С., Девятков В.П., Жеро О.Г. и др. // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России, вып. 4. Пермь, КамНИИКИГС, 1996, с. 308 – 316.
105. Структура земной коры района Тюменской сверхглубокой скважины / В.Г.Сурков и др. // Геология и геофизика, 1993, № 1.
106. Султанаев А.А. О переформировании залежей нефти в Усинском месторождении Тимано-Печорской провинции // Перспективы нефтегазоносности Тимано-печорской провинции. Л., 1979. С. 139 – 145.
107. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: недра, 1981.
108. Сурков В.С., Казаков А.М., Девятков В.П. и др. Перспективы нижне-среднеюрских отложений Ямало-Ненецкого автономного округа // Геология нефти и газа. – 1998. № 11. – С.8 – 20.
109. Сурков В.С., Казаков А.М., Девятков В.П., Смирнов Л.В. Нижне-среднетриасовый рифтогенный комплекс Западно-Сибирского бассейна // Отечественная геология. – 1997. - № 3. С. 31.
110. Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности / В.Д.Наливкин, М.Д.Белонин, В.С.Лазарев, Г.П.Сверчков // геология нефти и газа. 1977. № 2. С. 7 – 12.
111. Тимурзиев А.И. Методика оценки нефтегазоносности локальных структур // Геология нефти и газа. 1988. № 2. С.13-16.
112. Торсунов А.В., Звягин Г.А., Полов С.Г. Прогноз АВПД и напряженного состояния горных пород в разрезе Тюменской СГ-6 // Результаты бурения и исследования Тюменской сверхглубокой скважины. Сборник тезисов. – Пермь, 1995. – С. 60 – 62.
113. Удот Г.Д. Локальные структуры Печорской плиты в связи с нефтегазоносностью. Л.: Наука, 1979. 95 с.

114. Урасинов Б.Л. Обоснование перспектив нефтегазоносности триас-юрских отложений на территории Надым-Пур-Тазовского междуречья // Материалы XXXIII научно-технической конференции, посвященной 75-летию Пермской нефти. Перм. гос. техн. ун-т, Пермь, 2004. С.
115. Урасинов Б.Л., Невоструев Э.Г. Роль рифтогенеза в формировании скоплений углеводородов в Западной Сибири// Известия вузов. Нефть и газ. Тюменский гос. Нефтегазовый институт, 2004. № 5. С.34-36.
116. Урасинов Б.Л., Невоструев Э.Г., Галкин В.И., Расстегаев А.В. О закономерностях распространения ачимовских тел в южной части Надым-Пуровского района // Наука-производству. М., 2003, № 10 (66). С.11-12.
117. Урасинов Б.Л., Невоструев Э.Г., Галкин В.И., Расстегаев А.В. О возможности прогнозирования нефтегазоносности ачимовских отложений в южной части Надым-Пуровского района// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 2002, № 11. С. 4-5.
118. Ушатинский И.Н. Состав и особенности формирования фильтрационно-емкостных свойств пород глубоких горизонтов Уренгойского района / Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пород глубоких горизонтов севера Западной Сибири. – Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1988, с. 82 – 95.
119. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа / Под ред. Е.В.Каруса. М.: Недра, 1986. 325 с.
120. Фрик М.Г. Нефтематеринские свойства глубокопогруженных триасовых и юрских отложений // Геохимия. – 1994. - №6. – С. 21 – 24.
121. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982. 703 с.
122. Харбух Дж. У., Давтон Дж.Х. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. М.: Недра, 1981, 243 с.
123. Холин А.И. Использование математических методов для прогноза нефтегазоносности локальных структур. М.: Недра, 1970. 107 с.



124. Черников К.А., Сверчков Г.П. Критерии отдельной оценки нефтеносности (на примере Тимано-Печорской провинции). Л., 1974. 183 с.
125. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Красавчиков В.О., Рябкова Л.В., Фомин А.Н., Бейзель А.Л., Букреева Г.Ф., Вакуленко Л.Г., Зиновьев С.В., Косяков Д.В., Лапин П.С., Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П., Урасинов Б.Л. Критерии и результаты оценки перспектив нефтегазоносности нижней юры Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирской НГП // Геология и геофизика, Новосибирск, СО РАН, 2002, т.43, № 12, С. 1107-1123.
126. Шпильман А.В., Шутько С.Ю. Геологическое моделирование. Создание и мониторинг геологических моделей // Геология нефти и газа. – 1999. - № 3 – 4. С. 49 – 53.
127. Япаскурт О.В., Горбачев В.И. Литогенез и факторы формирования глубинной пористости отложений триаса, нижней и средней юры Тюменской скважины // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России, вып. 4. Пермь, КамНИИКИГС, 1996, с. 194 – 203.
128. Grace J.D., Yart G.F. Gigant gas fields of northern West Siberia / Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. 1986. V.70, No.7, p.830 – 852.
129. Heydari E. The role of burial diagenesis in hydrocarbon destruction and H<sub>2</sub>S accumulation, upper jurassic Smackover Formation, Black Creek field, Mississippi / Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. 1997. V.81, No. 1, p. 26 – 45.
130. Meyer B.L., Nederlof M.N. Identification of sour-rocks on wireline logs by density / resistivity and sonic transit time / resistivity crossplots / Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. 1984. V.68, No. 2, p. 121 – 129.

131. Schmoker J.W. Use of formation density logs to determine organic carbon in Devonian shales of the western Appalachian basin // Bull. of US Geol. Surv. – 1993. – 1909 – p. 71 – 74.
132. Schmoker J.W. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs / Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. 1981. V.65, No. 7, p. 1285 – 1298.
133. Waples D.W. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method of petroleum Exploration // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. 1980. V.64, No. 6, p. 916 – 926.