

bank of the Sakhalin area is created. As the server of relational databases the graphic system ArcView, communicating with heterogeneous DBMS is utilised by a DBMS Oracle, in a client part. The local area networks created on the basis of structured cable systems, are joint through isolated unswitched telephone pair. The transfer rate of the unified computer network makes 5-100 Mbit / sec. The internal means Oracle and ArcView create virtual representations of the users and the transparency of arrangement of the data in a network is ensured, that decides problems of redundancy and data integrity, extreme simplifies activity of the users with a data bank. The system provides updating of databases "detail design" - " the current project " standardizing the data, and system of management by orders and decrees " of universal authentication " - data protection. The distributed data bank is the basic informational - analytical base of prediction oil-and-gas-bearing of settling basins and operating obtaining of the miscellaneous information for control of entrails fund.

Keywords: oil-and-gas-bearing settling basin , bank of the geology-geophysical data, Oracle, ArcView, computer network, system of management by orders and decrees, forecast oil-and-gas-bearing, East of Russia.

УДК 550.83 : 553.982-(51.642)

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОХОТОМОРСКОГО РЕГИОНА

Исаев В.И.

В результате картирования нефтегазоматеринских пород (по геотемпературному признаку), зон флюидомиграции, толщ-коллекторов и толщ-флюидоупоров (по геоплотностному признаку) осадочных бассейнов Охотоморского региона установлены особенности режима УВ-систем: степень катагенетической преобразованности органического вещества потенциально материнских пород, распространение зон вероятного нефтегазоаккумуляции и фазовое состояние возможных залежей УВ.

ВВЕДЕНИЕ

Осадочные бассейны акватории и обрамления региона представлены осадочно-породным выполнением порядка 45-ти прогибов и впадин кайнозойского и юрско-мелового возраста (рис.1). Осадочные бассейны с установленным промышленным потенциалом нефтегазоносности расположены, в основном, на западе Охотского моря в пределах о.Сахалин и присахалинского шельфа. В начале 80-х годов в Колпаковской впадине Западной Камчатки открыты первые газовое и газоконденсатные месторождения. Разведанными являются только миоценовые отложения с промышленными запасами нефти и газа.

Настоящие исследования региона, выполняемые академией наук, высшей школой, организациями МПР и нефтяными компаниями [5, 12], основываются на единой методике оценки нефтегазоносности осадочных бассейнов, акцентированной на анализе динамики УВ-систем. Применяемые региональные критерии прогноза, помимо мощности осадочного выполнения, включают территории развития материнских пород и зон флюидомиграции. Под последними понимаются «зоны разуплотнения», сопряженные с геодинамическими и гидродинамическими системами региональных разломов. Зональные

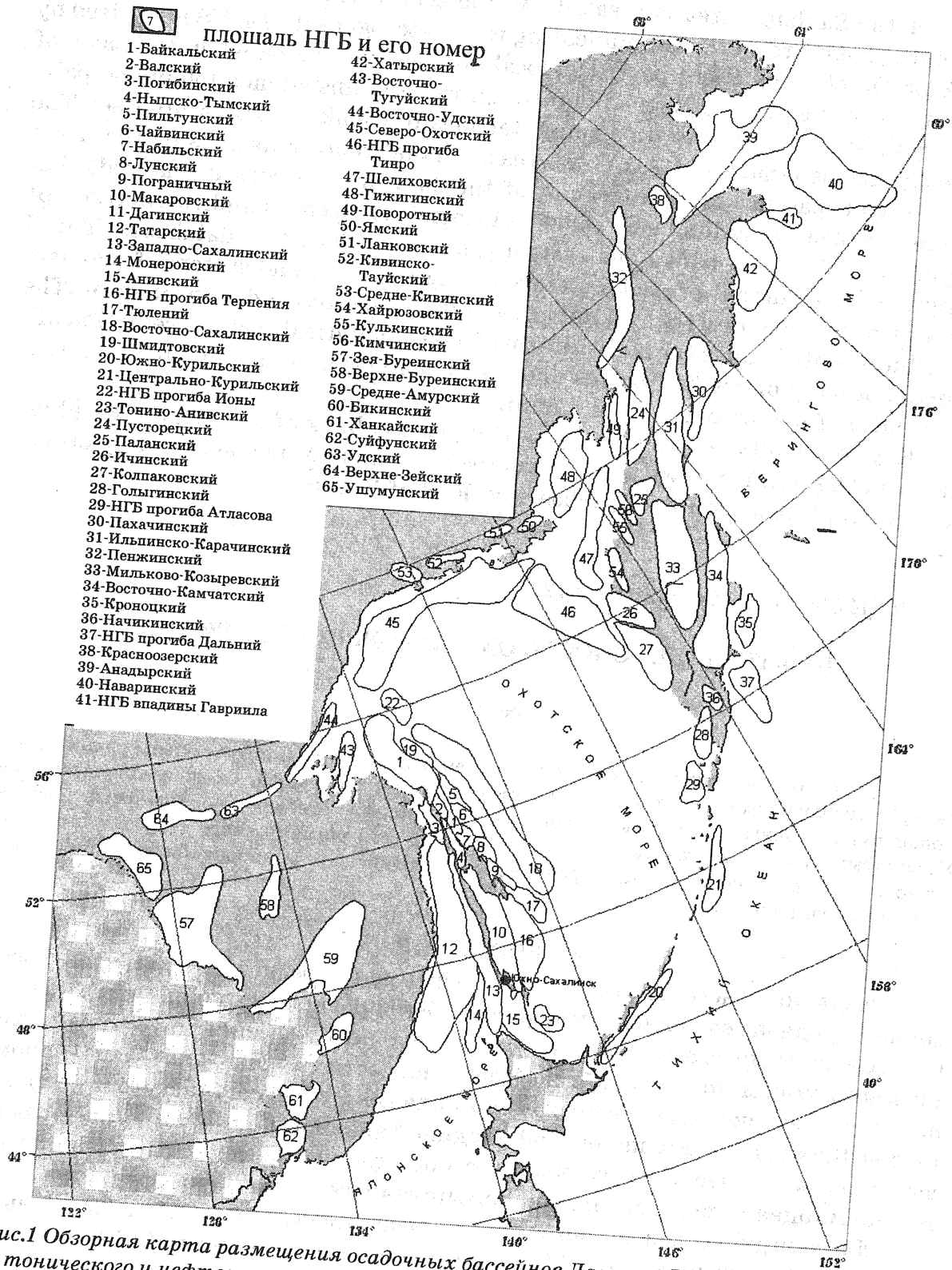


Рис.1 Обзорная карта размещения осадочных бассейнов Дальнего Востока (элементы тектонического и нефтегеологического районирования по В.М. Радюшу, В.Г. Варнавскому)

критерии прогноза – «литостратиграфические», «литолого-петрофизические», включают присутствие в разрезе нефтематеринских пород, толщ потенциальных коллекторов и толщ флюидоупоров. Методологической основой прогнозирования является осадочно-миграционная теория стадийности (кактагенитической зональности) процессов нефтегазообразования [4,17] и теория

математического моделирования в гравитационном и геотемпературном полях строения и эволюции осадочно-порodного бассейна [21]. Методика прогнозирования реализуется сквозной компьютерной технологией геоплотностного моделирования, палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [7, 22].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В результате картирования нефтегазоматеринских пород (по геотемпературному признаку), зон флюидомиграции, толщ-коллекторов и толщ-флюидоупоров (по геоплотностному признаку) в Нышской, Набильской, Лунской впадинах, южного сегмента зоны Центрально-Сахалинского разлома в пределах Западно-Сахалинского поднятия и Макаровского, Анивского прогибов, в Колпаковской впадине, Восточно-Камчатском прогибе и Средне-Амурской впадине установлены [5, 8, 9, 10, 11, 13, 19] особенности степени катагенетической преобразованности органического вещества материнских пород, распространения зон вероятного нефтегазонакопления и фазового состояния возможных залежей УВ.

Если в пришельфовой части суши, в шельфовой зоне главная зона нефтеобразования («нефтяное окно») и глубинная газовая-газоконденсатная зона приурочены, в основном, к миоценовым отложениям, то в направлении от береговой линии в сторону суши положение этих зон как по гипсометрии, так и по стратиграфическому уровню существенно меняется. Зоны нефтегазогенерации по гипсометрическому уровню смещаются вверх на 1,0-1,5 км и более, при этом «погружаясь» в палеогеновые и верхнемеловые отложения. Причем, глубинная зона газогенерации практически повсеместно сопровождает верхнемеловые отложения (рис.2).

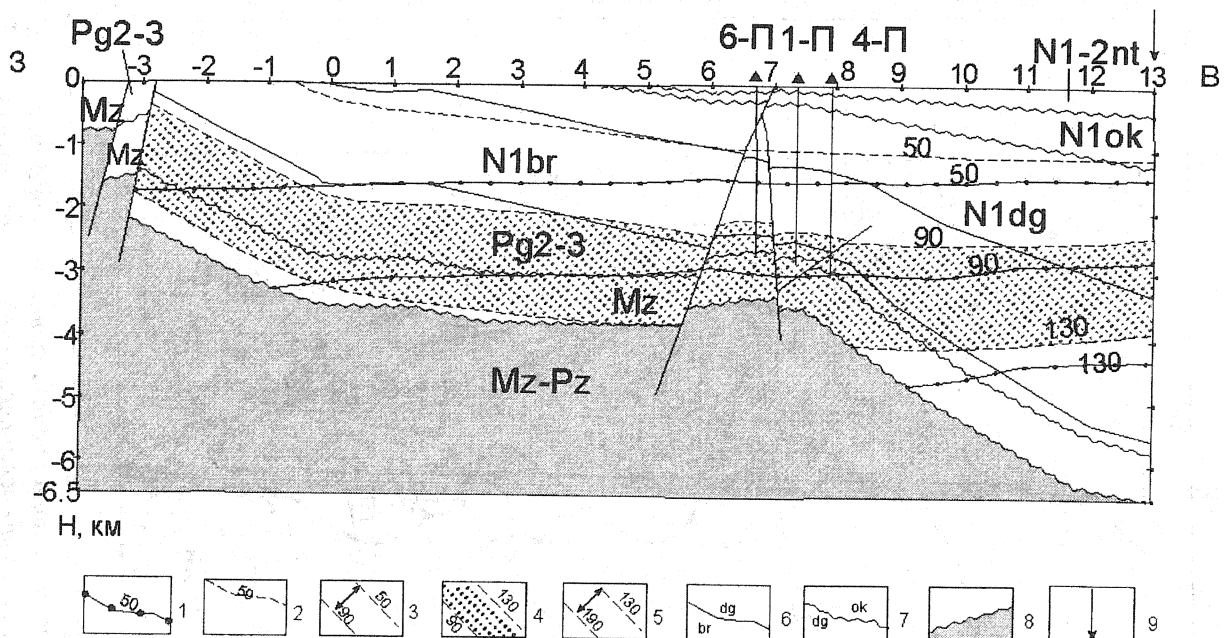


Рис.2 Геотемпературный разрез вдоль профиля 11 Лунской впадины Сахалина. 1 - изотермы современных температур, 0С; 2 - изотермы максимальных палеотемператур, 0С; 3 - зона газа первой генерации; 4 - главная зона нефтеобразования; 5 - зона газа второй генерации и конденсата; 6 - геологические границы; 7 - эрозионный срез; 8 - мезозойско-палеозойское основание Лунской впадины; 9 - берег Охотского моря

Региональные разломы «проявляются» в меловом «базальном этаже» и мезо-палеозойском фундаменте 20-40 километровыми зонами аномального ра-

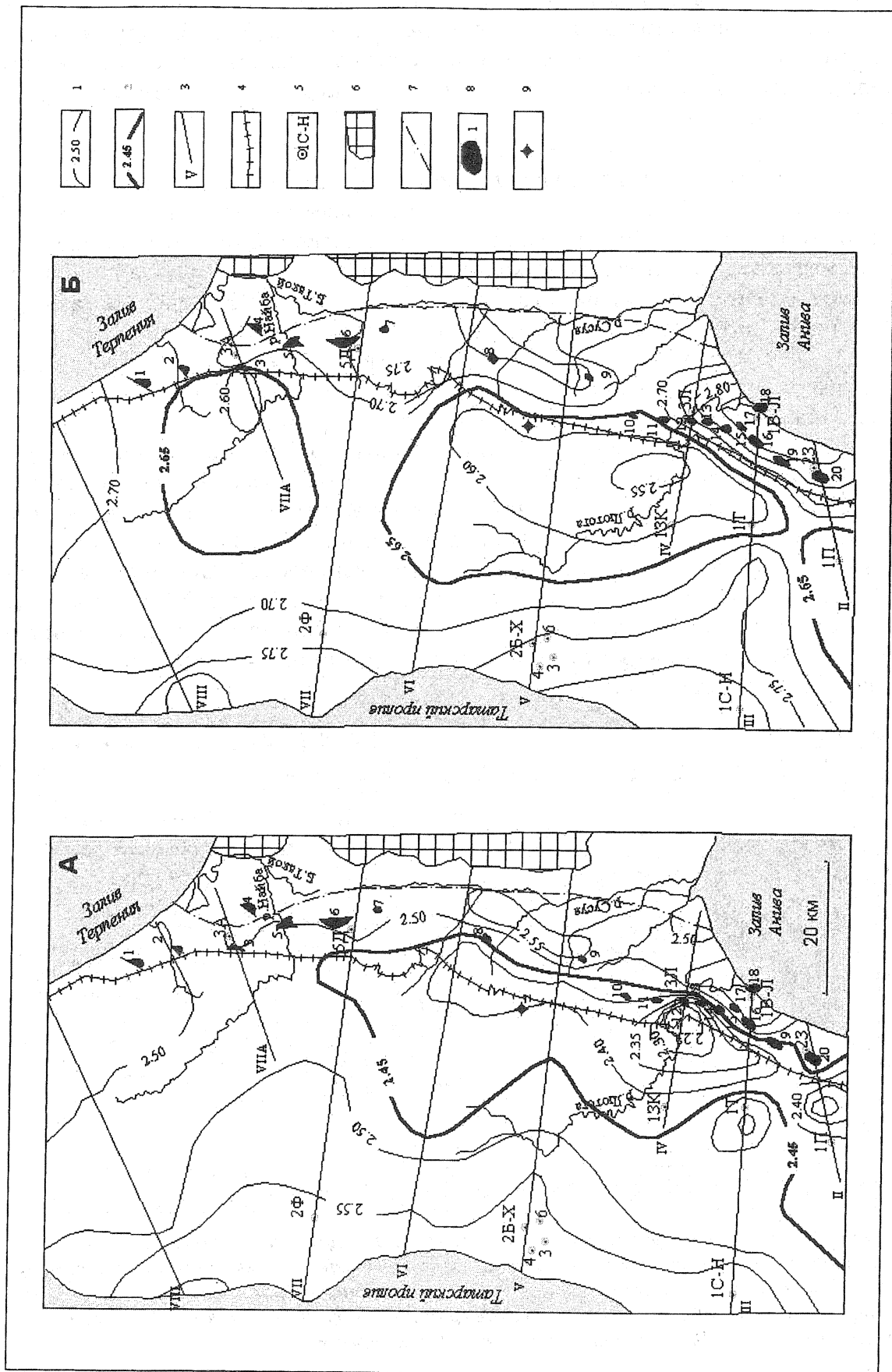


Рис. 3 Схематическая карта распределения значений плотности меловых отложений и фундамента в южной части Сахалина: А – распределение значений плотности верхнемеловых отложений. Б – распределение значений плотности в РЗ – МЗ фундаменте. Остальные пояснения в тексте

зуплотнения, отождествляемого с высокой проницаемостью пород, улучшением коллекторских свойств за счет повышенной трещиноватости. На рисунке 3 приведены схематические карты распределения плотности меловых отложений и фундамента на широте г. Южно-Сахалинска. На картах приняты следующие условные обозначения: 1 – изолинии плотности, $г/см^3$; 2 – изоденсы, оконтуривающие области аномально пониженных значений плотности; 3 – профили моделирования; 4 – Центрально-Сахалинский разлом; 5 – поисковые и параметрические скважины; 6 – зона выхода фундамента на дневную поверхность; 7 – восточная граница распространения меловых отложений; 8 – антиклинальные структуры в верхнемиоценовых отложениях и номера структур; 9 – грязевой вулкан Южно-Сахалинский. Под номерами 14 и 18 обозначены антиклинальные структуры, вмещающие анивские месторождения газа.

Таким образом, к зоне Центрально-Сахалинского разлома приурочены месторождения газа. Это дает дополнительные основания полагать, что региональные разломы представляют собой системы, подобные системе Северо-Сахалинского разлома, которая «нанизывает» нефтегазовые месторождения северного промышленного района Сахалина.

Интрузии основного состава, которые могут сопровождать региональные разломы, создают в осадочном чехле дополнительные нестационарные температурные эффекты (рис.4). Эти эффекты, при своей максимальной величине, на расстоянии 1-2 км от интрузии (внутри контура изотермы $200^{\circ}C$) скопления УВ, вероятно, разрушают. Конструктивное тепловое влияние интрузивного тела на нефтегазогенерацию оценивается неопределенно по причине кратковременности и незначительности пространственных масштабов.

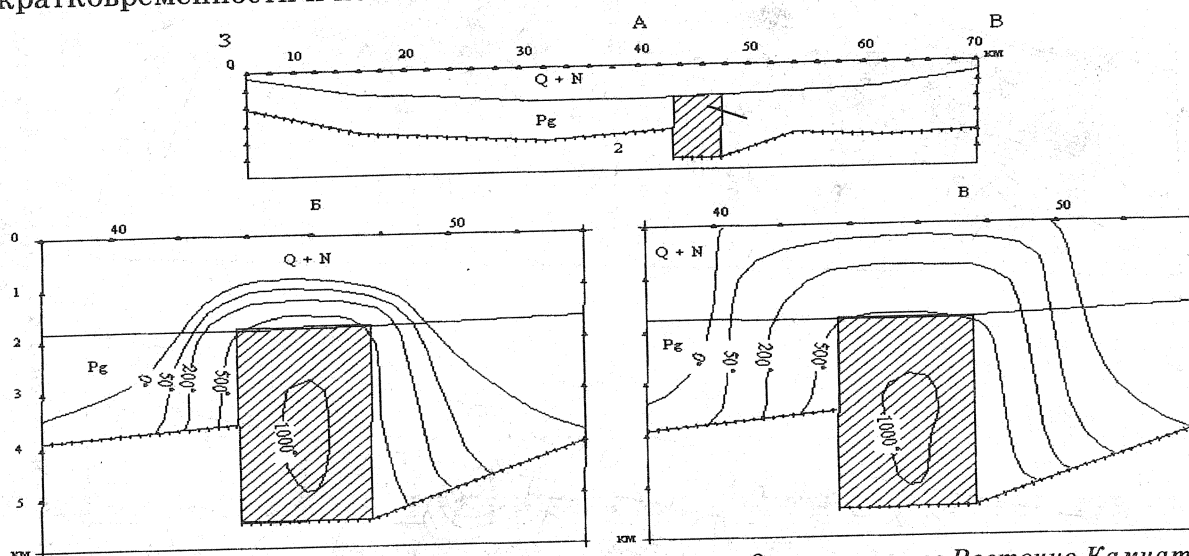


Рис.4 Тепловая модель интрузии основного состава в осадочном разрезе Восточно-Камчатского прогиба. А – положение интрузивного тела в разрезе профиля: интрузия (1); складчатое основание (2); Б – максимальный прогрев осадков, если накопление неогеновой толщи происходило поверх остывающей интрузии; В – максимальный прогрев осадков, если внедрение интрузии произошло под толщу неогеновых осадков

На рисунке 5 приведены схематические карты распределения аномалий плотности палеоген-неогеновых отложений Лунской впадины. На картах приняты следующие условные обозначения: 1-расчетный профиль и его номер, 2-изоаномалы плотности ($г/см^3$), 3-изоаномалы плотности промежуточные, 4-прогнозируемые зоны толщ-флуидоупоров (затемнены), 5-глубокие скважины, 6-Уф-

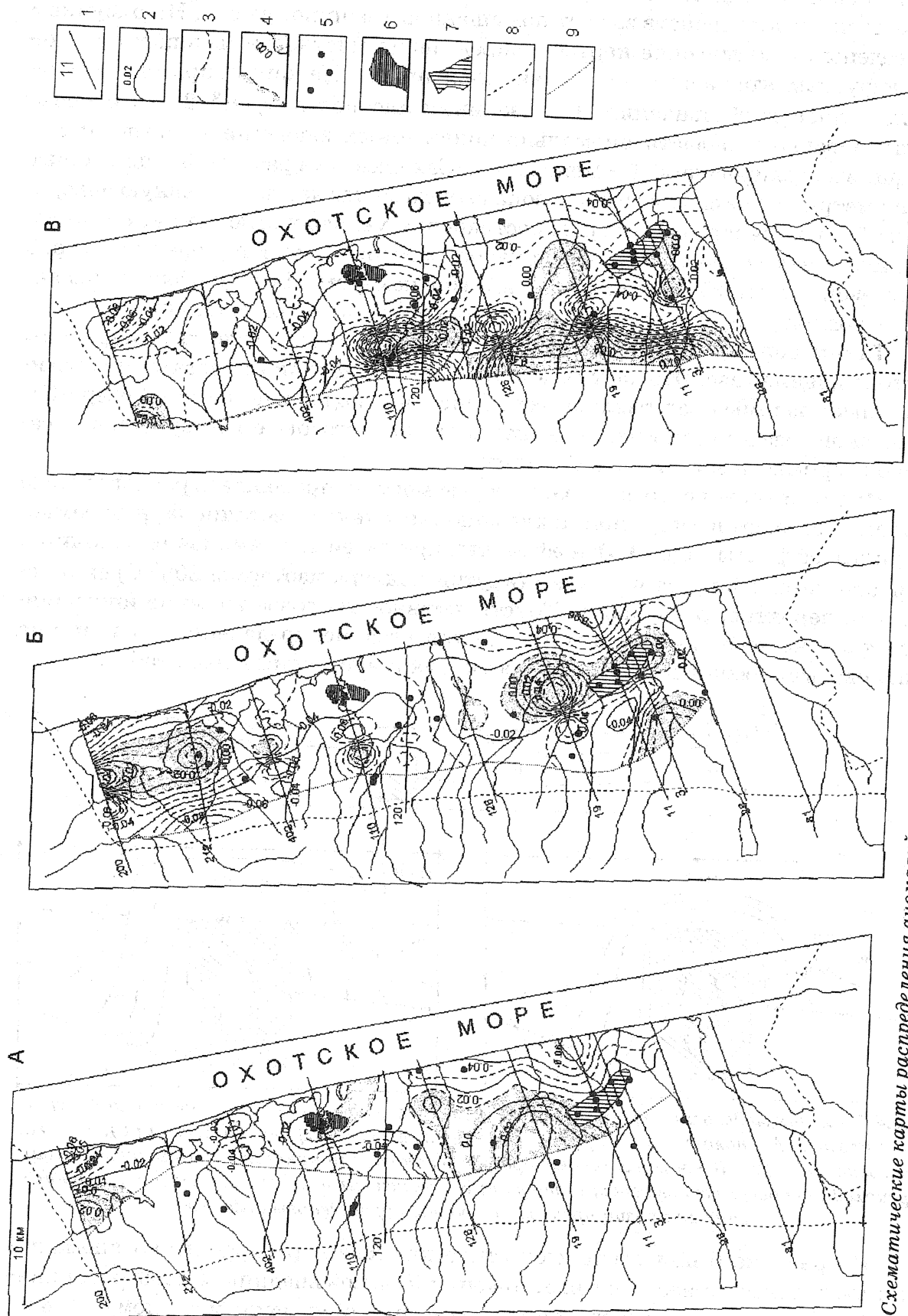


Рис.5 Схематические карты распределения аномалий плотности окобайкайских (А), дагинских (Б) и борских (В) отложений Лунской впадины. Условные обозначения в тексте

ское газонефтяное месторождение (приуроченное к дагинским отложениям), 7-Полярнинское нефтяное месторождение (приуроченное к борским отложениям), 8-контур Лунской впадины, 9-линия выклинивания отложений.

Как видим, ни одна из толщ (свит) не является толщей-коллектором (зона нефтегазонакопления) или толщей-флюидоупором (региональной покрывкой) на всей территории своего распространения в пределах осадочного бассейна. Очевидно, литофизические характеристики одновозрастных отложений существенно меняются в латеральном направлении в связи с фациальной изменчивостью, термобарической обстановкой, постседиментационной трещиноватостью в зонах тектонической активности [3, 15, 16]. Поэтому толщи (свиты) по своему простиранию выглядят в отношении коллекторских свойств зонально-блоковыми системами, с размерами «ячеек» от 3-6 до 12-20 км.

Осадочные бассейны внешнего (континентального) обрамления региона – Приамурья и Примагаданья, представленные прогибами и впадинами юрско-мелового возраста, имели терраактивный характер развития. Здесь ведущее место занимают палеогеновые и меловые комплексы континентального и прибрежно-континентального режимов осадконакопления [1,6]. Общая тенденция стратиграфического «погружения» нефтегазогенерирующих зон катагенеза от береговой линии в сторону материка, указанная выше для шельфа, сохраняется и здесь. Прогнозирование зон нефтегазонакопления в меловых и, возможно, юрских отложениях связывается с выявлением «блоков с пониженными плотностями» [2]. Проведенные нами исследования на территории Переяславского грабена Средне-Амурской впадины позволили выделить в пределах площади развития меловых отложений волочаевской свиты разуплотненные дельтовые фации осадков. По результатам геотемпературного моделирования установлено, что главная зона нефтеобразования и значительная часть зоны образова-

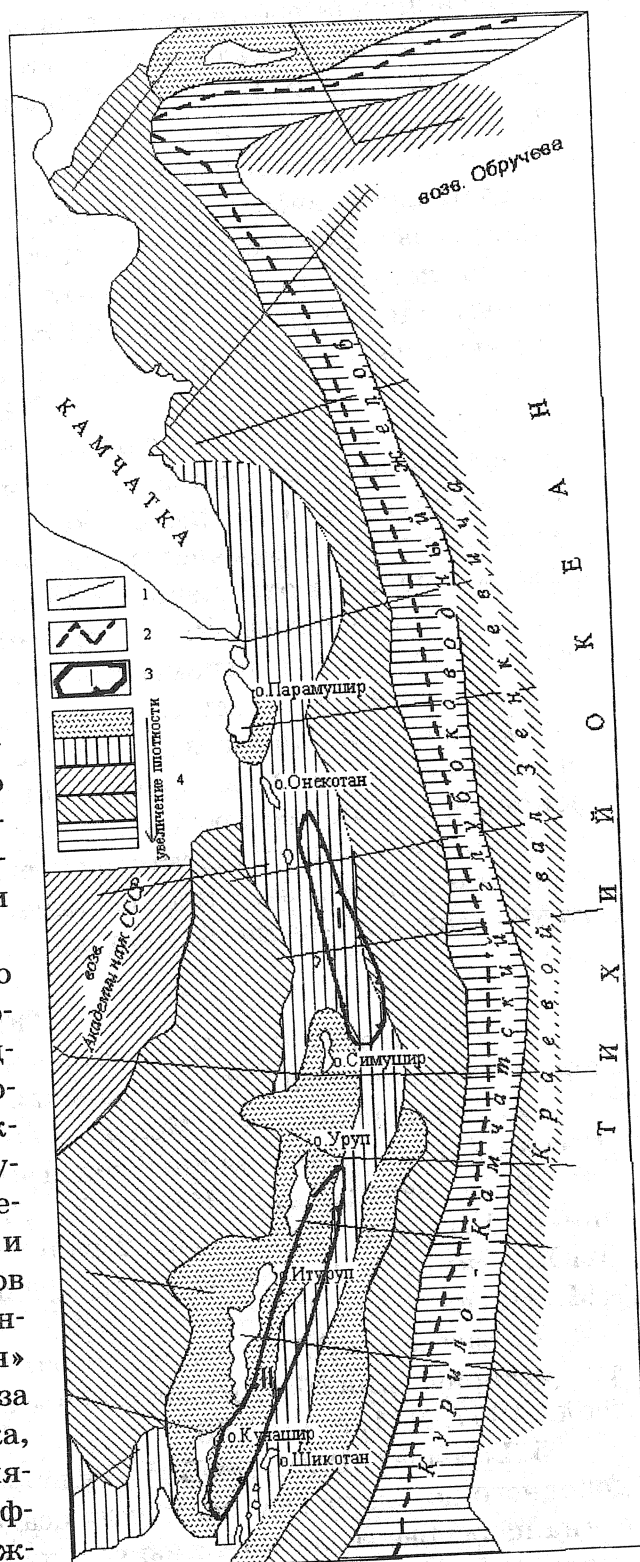


Рис.6 Плотностная модель сейсмоакустического фундамента Юго-Восточного обрамления Охотоморского региона. Условные обозначения в тексте

ния раннекатагенетического газа погружены в меловые отложения.

Территории осадочных бассейнов юго-восточного обрамления региона (Южно-Курильский и Центральнo-Курильский прогибы) картируются по геоплотностному признаку крупной зоной пониженной плотности, расположенной ниже сейсмоакустического фундамента [18]. Область Южно-Курильского прогиба представлена наибольшим разуплотнением (рис.6). На рисунке приняты следующие условные обозначения: 1 – местоположение расчетных профилей; 2 – оси Курило-Камчатского и Алеутского глубоководных желобов; 3 – контуры прогибов: I – Центральнo-Курильского, II – Южно-Курильского; 4 – шкала изменения осредненных плотностных характеристик сейсмоакустического фундамента.

ВЫВОДЫ

Несмотря на значительные запасы УВ, разведанные на сахалинском шельфе, и предполагаемые объемы их добычи транснациональными компаниями в будущем, необходимо продолжить прогнозирование и оценку ресурсов углеводородов в иных частях Охотоморского региона, а также в палеогеновых и верхнемеловых отложениях о.Сахалин. Высокая степень катагенеза последних создает предпосылки для формирования экологически безопасных газовых и газоконденсатных месторождений.

Существенная роль континентальной седиментации осадочных бассейнов Приамурья, Примагаданья и высокая степень катагенеза меловых и юрских отложений создают предпосылки для формирования здесь газовых и газоконденсатных месторождений, вероятно, без существенной вертикальной миграции УВ [20], в коллекторах трещинно-порового типа. Прогнозирование, поиски и разведка этих месторождений будут весьма своевременны для нового Магаданско-Западно-Камчатского центра нефтегазодобычи [14].

ЛИТЕРАУРА

1. Варнавский В.Г. Нефтегеологическое районирование Приамурья и сопредельного шельфа. // Тихоокеанская геология, 1996, N1, с.129-141.
2. Варнавский В.Г. Меловые нефтегазоносные комплексы на Востоке России. // Тихоокеанская геология, 1996, N4, с.102-108.
3. Варнавский В.Г., Коблов Э.Г., Буценко Р.Л., Деревской Н.А., Иваньшина Л.П., Кириллова Г.Л., Крапивенцева В.В., Кузнецов В.Е., Тронова Т.Ю., Уткина А.И. Литолого-петрофизические критерии нефтегазоносности, - М.: Наука, 1990, 270 с.
4. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). // Известия АН СССР, Сер. геол., 1967, N11, с. 135-156.
5. Веселов О.В., Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Пляскин В.А. Оценка углеводородного потенциала мезозойских осадочных бассейнов Охотоморского бассейна на основе геолого-геофизических реконструкций. // Материалы международного научного симпозиума «Строение, геодинамика и металлогения Охотоморского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты» (гл.ред. К.Ф.Сергеев). Т.2. – Южно-Сахалинск, 2002, с.27-30.
6. Гончаров В.И., Глотов В.Е., Гревцев А.В. Топливо-энергетический потенциал Северо-Востока России. // Тихоокеанская геология, 2001, N4, с.35-46.
7. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования. // Гео-

физический журнал , 2002, N2, с.60-70 .

8. Исаев В.И., Волкова Н.А. Применение квадратичного программирования для решения обратной задачи геотермии.//Тихоокеанская геология, 1995, N1, с. 124-134.

9. Исаев В.И., Волкова Н.А. Прогнозные оценки перспективности объектов нефтегазопроисковых работ методами геоплотностного и палеотемпературного моделирования.//Тихоокеанская геология, 1997, N2, с. 58-67.

10. Исаев В.И., Волкова Н.А. Оценка нефтегазоносности меловых отложений зоны Центрально-Сахалинского разлома по результатам математического моделирования.//Тихоокеанская геология, 1998, N6, с. 115-118.

11. Исаев В.И., Волкова Н.А., Ним Т.В. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации.//Тихоокеанская геология, 1995, №3, с.73-80.

12. Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Соловейчик Ю.Г., Юрчук А.А., Гуленок Р.Ю., Шпакова Н.В. Проблемы оценки нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона (ДВР).//Геофизический журнал, 2002, N1, с.28-52.

13. Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Соколова В.В. Прогноз нефтегазоносности Нышско-Тымского прогиба по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования.//Тихоокеанская геология, 2001, N5, с. 12-24.

14. Келлер М.Б., Зиновьев А.А., Белонин М.Д. Состояние и перспективы развития ресурсной базы УВ-сырья Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России.//Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России (Ред. А.В.Комаров). Т.1 - Томск. 2000, с. 120-129.

15. Кононов В.Э., Альперович И.М., Слуднев Ю.Г., Тронов Ю.А., Харахинов В.В. Литофизические особенности среднемиоценовых отложений Сахалина.//Геология нефти и газа, 1988, N11, с. 37-40.

16. Кононов В.Э., Сергеев К.Ф., Аргентов В.В., Биккенина С.К., Жигулев В.В., Жильцов Э.Г. Возможности сейсморазведки МПВ при нефтегазопроисковых исследованиях на северо-восточном шельфе о.Сахалин.//Тихоокеанская геология, 1998, N5, с. 27-38.

17. Конторович А.Э. Количественные методы геохимического прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976, 248с.

18. Красный М.Л., Косыгин В.Ю., Исаев В.И. Плотностная характеристика акустического фундамента Курило-Камчатского региона//Тихоокеанская геология, 1984, N5, с. 47-51.

19. Мишин В.В., Иванов С.Л., Исаев В.И. Плотностная характеристика осадочного чехла Ичинского прогиба Западной Камчатки.//Тихоокеанская геология, 1989, N4, с. 89-93.

20. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И., Рязанова Т.А., Ушакова Н.Е. Геохимические показатели нефтегазообразования в мезокайнозойских отложениях Среднеамурской впадины.//Тихоокеанская геология, 1993, N1, с. 49-57.

21. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978, 228с.

22. Isaev V.I. The estimation of the expected resources of the hydrocarbons in the sedimentary basins of the NW Pacific using the methods of simulation of the geophysical fields.//Abstracts of papers International Symposium «GEOLOGICAL – GEOPHYSICAL MAPPING OF THE PACIFIC REGION», Yuzhno-Sakhalinsk, 1989, p. 42-43.

УДК 550.83 : 553.982-(51.642)

OIL & GAS PRESENCE IN THE OKHOTSK SEA REGION

Isaev V.I.

From the results of mapping of oil & gas source rocks, of fluid migration zones, strata-reservoirs and strata-fluid stops in the Okhotsk Sea region in sedimentary basins the features of HC system regime were established.

УДК 550.838:553.982

МАГНИТНЫЕ ПОЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ КАРТИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Меркулов В.П.

В статье освещены вопросы информативности данных магниторазведочных съемок при картировании контуров нефтегазоносных объектов. Эффекты влияния залежей на аномальные магнитные поля проявляются в виде микромагнитных аномалий, представляющих собой участки резко дифференцированного по амплитуде высокочастотного магнитного поля, наложенного на плавно меняющийся фон низкочастотных аномалий. Опыт исследований на серии перспективных площадей юго-восточной части Западной Сибири показывает уникальность проявления таких зон над залежами различного типа. Специализированные процедуры дисперсионного и спектрально-энергетического анализа (на базе преобразования Фурье) магниторазведочных данных позволяют выполнить разделение и количественное описание микромагнитных аномалий с формированием комплексного прогнозного параметра, соответствующего вероятности обнаружения аномальных эффектов, сопровождающих месторождение.

Традиционно ведущим геофизическим методом, применяемым при поисках и разведке месторождений нефти и газа, является сейсморазведка. Она позволяет решать целый ряд задач прогнозирования геологического разреза. Несмотря на достигнутые успехи в разработке методик, оснащение современной сейсморегистрирующей аппаратурой и обрабатывающими геофизическими комплексами, успешность прогноза залежей только по материалам этого метода остается недостаточно высокой, особенно в случае сложнопостроенных ловушек, к которым часто относятся и ловушки, сосредоточенные в нефтегазоносном горизонте зоны контакта (НГГЗК) осадочного чехла и фундамента, юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири.

Эти геологические объекты характеризуются, как правило, сравнительно малыми размерами, приуроченностью к различным структурным осложнениям геологического разреза, зонам стратиграфического выклинивания или литологического замещения пластов. Прогресс в геофизических исследованиях сложнопостроенных залежей углеводородов может быть достигнут только применением комплекса методов, имеющих различную физическую основу и достоверно отражающих присутствие поискового объекта в виде специфического изменения физических полей.

Наиболее целесообразным является, на наш взгляд, применение ком-