

ПРОГНОЗНЫЕ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ МЕТОДАМИ ГЕОПЛОТНОСТНОГО И ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В.И. Исаев, Н.А. Волкова

ГП Дальинформгеоцентр, г. Южно-Сахалинск

Реализована компьютерная методика, позволяющая делать прогнозные оценки перспективности объектов нефтегазопроисковых работ. В основу положено плотностное моделирование осадочного разреза в гравитационном поле с использованием нормальных закономерностей $\sigma(H)$ палеотектонические реконструкции плотностных разрезов и палеотемпературное моделирование осадочной толщи. Проведено опробование этой методики на дагинских, уйнинских и дайехуриинских отложениях в Набильском прогибе о. Сахалин. В результате выявлены зоны, благоприятные для аккумуляции УВ, выполнено районирование стратиграфических толщ с точки зрения благоприятных условий для генерации и сохранности углеводородов, дана оценка объектов по степени преимущественной перспективности на нефть и газ.

Среди задач, решаемых при оценке нефтегазоперспективности осадочных отложений, можно выделить следующие:

- выявление в пространстве стратиграфических комплексов литологофациальных зон, благоприятных для аккумуляции углеводородов;
- районирование стратиграфических толщ с точки зрения условий, благоприятных для генерации и сохранности углеводородов;
- оценки нефтегазоперспективных объектов по степени преимущественной перспективности на нефть и газ.

Для решения этого круга задач разработана методика (включая программно-математическое обеспечение) геоплотностного моделирования в гравитационном поле с использованием нормальных закономерностей $\sigma(H)$ и "палеофильтрации" на основе палеотектонических реконструкций плотностных разрезов и палеотемпературного моделирования.

Практический пример применения методики прогноза приведен в [5] для профиля 213 в Луньском прогибе Сахалина. В настоящей работе применение методики демонстрируется на серии региональных профилей с последующим построением схематических карт территории Набильского прогиба Сахалина.

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН, БЛАГОПРИЯТНЫХ ДЛЯ АККУМУЛЯЦИИ УВ

Для выявления участков, перспективных с точки зрения нефтегазоносности, эффективным является геоплотностное моделирование в гравитационном поле с использованием нормальных закономерностей $\sigma(H)$ [4]. Результатом моделирования являются разрезы плотностных неоднородностей осадочного чехла.

При этом локальные разуплотнения отождествляются с зонами улучшенных коллекторских свойств, благоприятными для аккумуляции углеводородов (УВ), а локальные уплотнения - с фронтальными экранами резервуаров УВ.

В данной статье геоплотностное моделирование применено к разрезу Набильского прогиба - дагинские, уйнинские и дайехуриинские отложения. Для начального построения геоплотностных разрезов использовались стратифицированные глубинные сейсмические разрезы вдоль региональных профилей 5, 79, 88, 111, 112, достаточно равномерно пересекающих Набильский прогиб (рис. 1).

(1) Нормальные плотностные модели осадочного чехла

Для построения нормальных плотностных моделей осадочных комплексов в Набильском прогибе были проведены сбпр и обобщения петроплотностных данных по площадям нефтепоискового бурения - Маячной и Междуреченской. Для каждого осадочного комплекса рассчитывались средние значения плотностей в столетровых интервалах глубин. К естественным (водонасыщенным) условиям лабораторные определения плотности приводились путем учета пористости.

В результате корреляционно-регрессионного анализа плотности σ и глубины залегания H 543-х образцов керна были построены линейные $\sigma(H)=A+B \cdot H$ и экспоненциальные $\sigma(H)=B_1 - B_2 \exp(-B_3 \cdot H)$ зависимости (табл. 1).

Экспоненциальная модель относительно линейной имеет преимущество как в математическом, так и геологическом плане. Так, линейная модель оптимизируется по одному параметру - минимуму стандартной ошибки, а экспоненциальная - по двум: жестко фиксированной величине B_1 (значение минералогической плотности) и минимуму стандартной ошибки.

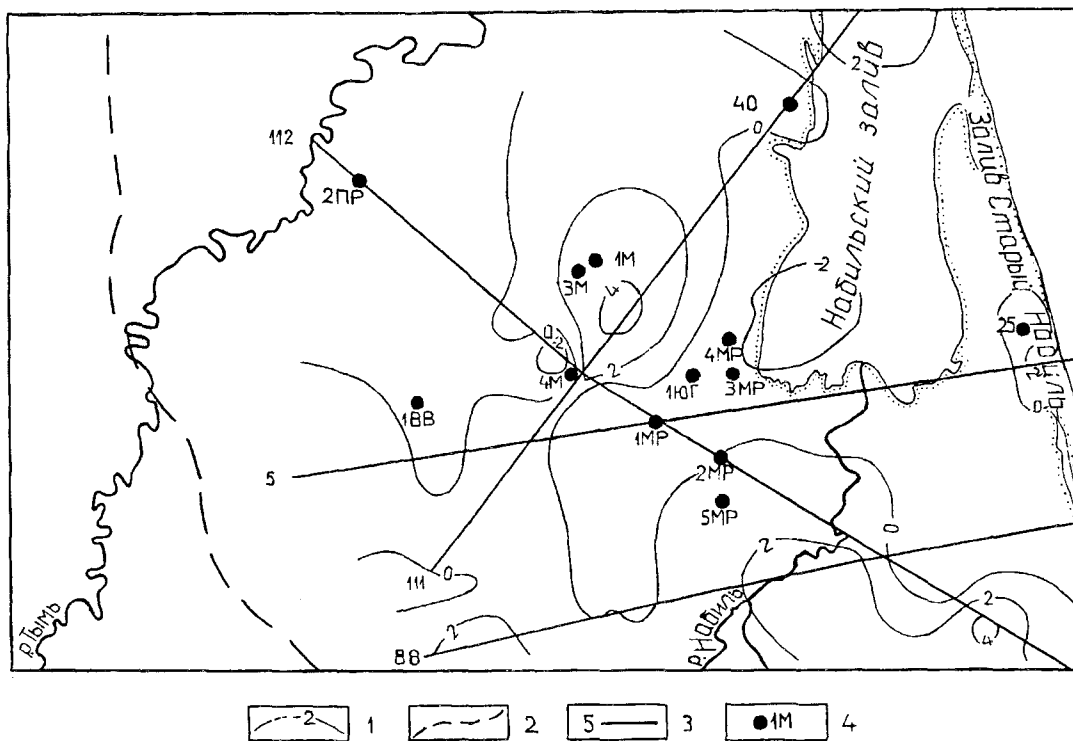


Рис.1. Карта- схема локальных аномалий плотности уйнинских отложений в Набильском прогибе ($\times 10^2 \text{ г/см}^3$).

1 - изолинии локальных изменений плотности, 2 - границы Набильского прогиба, 3 - сейсмопрофиль и его номер, 4 - номера скважин и наименование площадей: М - Маячная, ЮГ - Южно - Голубичная, МР - Междуреченская, ВВ - Восточно - Везлинская, ПР - Паркатинская.

В геологическом плане линейные модели заведомо неадекватны в области экстраполяции. Расчетные значения плотности в этих случаях превышают предельно допустимые на $0.10-0.15 \text{ г/см}^3$. Кроме того, коэффициенты B_1, B_2, B_3 имеют геологический смысл: B_1 соответствует значению минералогической плотности, B_2 пропорционален величине пористости неуплотненных осадков, B_3 - интенсивности воздействия фактора геологического времени [2]. На основании этого можно полагать, что эмпирические экспоненциальные зависимости для осадочных пород $\sigma(H)$ адекватны необратимым постседиментационным процессам в осадочных бассейнах.

(2) Плотностные неоднородности осадочного чехла

Плотностные неоднородности в дагинских, уйнинских и дайехуриинских отложениях Набильского прогиба выявлялись решением обратной линейной задачи гравиметрии (относительно плотностей свит) [3] с учетом нормального распределения плотностей $\sigma(H)$.

В результате геоплотностного моделирования вдоль региональных сейсмопрофилей 5, 79, 88, 111, 112 были построены разрезы плотностных неоднородностей осадочного чехла (рис. 2). Разрезы отвечают всем принятым критериям достоверности: оптимально согла-

Таблица 1. Набильский прогиб. Зависимость "плотность $\sigma(\text{г/см}^3)$ - глубина $H(\text{км})$ "

Отложения	Область определения $H, \text{ км}$	Линейные зависимости			Экспоненциальные зависимости		
		Вид зависимости	Коефф. корреляции	Стандартная ошибка, г/см^3	Вид зависимости	Коефф. корреляции	Стандартная ошибка, г/см^3
Дагинские	0,5 - 2,9	$\sigma = 2,28 + 0,10 H$	0,82	0,05	$\sigma = 2,70 - 0,49 \exp(-0,36 H)$	0,82	0,05
Уйнинские	1,3 - 3,3	$\sigma = 2,33 + 0,08 H$	0,85	0,03	$\sigma = 2,70 - 0,49 \exp(-0,42 H)$	0,86	0,03
Дайехуриинск	2,1 - 3,8	$\sigma = 2,31 + 0,09 H$	0,84	0,03	$\sigma = 2,70 - 1,29 \exp(-0,84 H)$	0,89	0,03

сованы с наблюдаемым гравитационным полем; выявленные аномалии плотности находятся в пределах допустимых отклонений от средних значений; обеспечена согласованность расчетных значений плотности на пересечениях разрезов с невязкой (0.01-0.02) г/см³ (табл. 2). Несколько большие расхождения (до 0.09 г/см³) в дайехуриинских отложениях на пересечении профилей 111 и 112 могут быть обусловлены дефектами моделирования по взаимно-ортогональным направлениям.

На основе разрезов с помощью программы Аронова В. И. [1] построены схематические карты локальных плотностных неоднородностей и абсолютных изменений плотности (рис. 1 и 3). Этой программой оценивалась погрешность исходных данных - аномальных плотностей, полученных в результате геоплотностного моделирования вдоль профилей. Она составила 0,012 - 0,017 г/см³, что хорошо согласуется с оценкой ошибок геоплотностного моделирования (таблица 2). Это позволяет считать построенные карты - схемы достаточно достоверными.

Локальные аномалии представляют собой остаточные значения, получаемые после вычитания из расчетных плотностей значений нормального распределения плотности $\sigma(H)$ (см. табл. 1) и региональной составляющей, определяемой с помощью программы Аронова В. И. и имеющей характер тренда.

Локальные аномалии плотности можно рассматривать как отражение локальных литолого - фациальных

неоднородностей. При этом принято, что благоприятные для аккумуляции УВ зоны соответствуют на картах - схемах участкам с отрицательными знаками локальных аномалий плотности.

Абсолютные изменения плотностей представляют собой разницу между расчетными и средними для стратиграфического комплекса значениями плотностей. Карты - схемы позволили выделить участки с абсолютным разуплотнением (уплотнением) и, таким образом, сделать заключение об улучшении (ухудшении) коллекторских свойств отложений разреза.

Анализ карты - схемы абсолютных изменений плотности в Набильском прогибе (рис.3) показывает, что с точки зрения выбора участков бурения на возможно хорошие коллектора группа междуреченских скважин закладывалась, по - видимому, оптимально. Последующее расширение этой группы скважин, с учетом карты - схемы локальных аномалий плотности, целесообразно вести в восточном направлении от скважины 4МР.

Самостоятельный интерес представляют карты - схемы региональной составляющей аномальных плотностей (тренда) (рис.4). Эта составляющая, вероятно, обусловлена недоуплотнением пород до нормального состояния $\sigma(H)$ при быстром опускании территории в относительно недавнем прошлом или "переуплотнением" за счет значительных поднятий, выводящих уже литостатически уплотненные породы

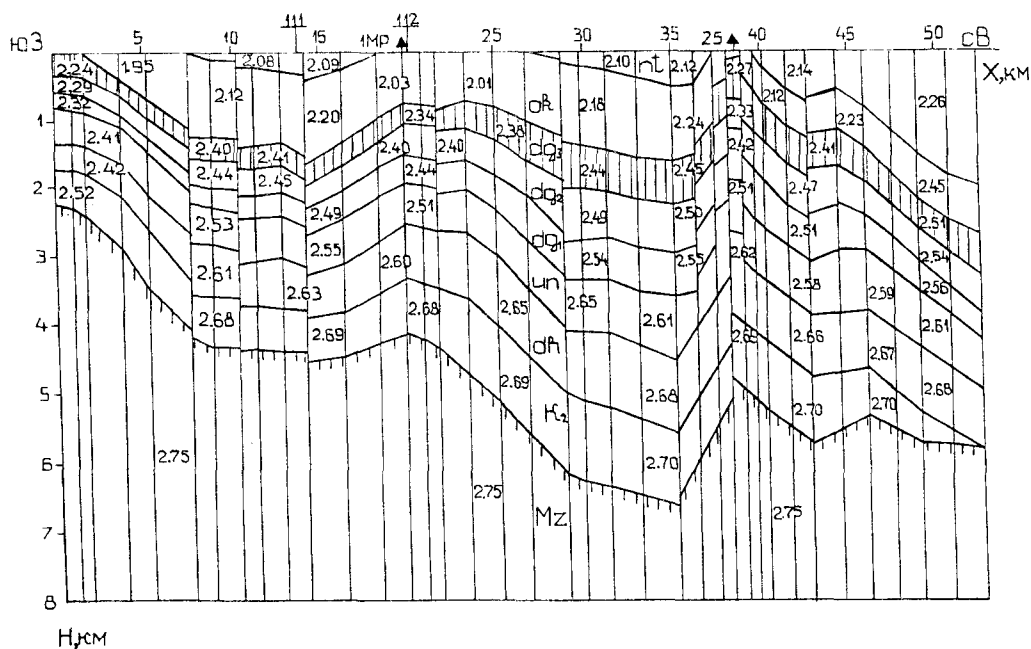


Рис.2. Палеотектонические реконструкции вдоль регионального сейсмопрофиля 5. Современный плотностной разрез.

Наименование стратиграфических горизонтов: nt - нутовский, ok - окобыкайский, dg - дагинский, up - уйнинский, dh - дайехуриинский.

Таблица 2. Сходимость результатов геоплотностного моделирования в Набильском прогибе (на пересечениях профилей)

Отложения	Пересечение 5/111			Пересечение 5/112			Пересечение 5/79			Пересечение 79/112			Пересечение* 112/111			Пересечение 112/88			Невязки г/см ³
	ПР-5 ₅ г/см ³	ПР-111 ₃ г/см ³	Δ, г/см ³	ПР-5 ₅ г/см ³	ПР-112 ₃ г/см ³	Δ, г/см ³	ПР-5 ₅ г/см ³	ПР-79 ₃ г/см ³	Δ, г/см ³	ПР-79 ₃ г/см ³	ПР-112 ₃ г/см ³	Δ, г/см ³	ПР-112 ₃ г/см ³	ПР-111 ₃ г/см ³	Δ, г/см ³	ПР-112 ₃ г/см ³	ПР-88 ₃ г/см ³	Δ, г/см ³	
nt	2,14	2,13	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,13	2,12	0,01	-	-	-	-
ok	2,31	2,33	-0,02	2,15	2,19	-0,04	2,16	2,17	-0,01	2,17	2,19	-0,02	2,25	2,32	-0,07	2,20	2,22	-0,02	-
dg ₃	2,33	2,34	-0,01	2,30	2,30	0,00	2,30	2,31	-0,01	2,31	0,31	0,00	2,32	2,36	-0,04	2,32	2,32	0,00	0,01
dg ₂	2,38	2,40	-0,02	2,35	2,36	-0,01	2,35	2,35	0,00	2,35	2,36	-0,01	2,40	2,48	-0,08	2,38	2,38	0,00	0,01
dg ₁	2,43	2,43	0,00	2,40	2,41	-0,01	2,40	2,40	0,00	2,40	2,41	-0,01	2,43	2,47	-0,04	2,43	2,43	0,00	0,01
un	2,49	2,50	-0,01	2,45	2,46	-0,01	2,45	2,45	0,00	2,45	2,46	-0,01	2,50	2,55	-0,05	2,49	2,48	0,01	0,01
dh	2,55	2,56	-0,01	2,51	2,51	0,00	2,51	2,50	0,01	2,50	2,51	-0,01	2,55	2,64	-0,09	2,55	2,52	0,03	0,02
K ₂	2,75	2,79	-0,04	2,66	2,67	-0,01	2,66	2,63	0,03	2,63	2,67	-0,04	2,74	2,83	-0,09	2,76	2,66 ?	-	-
M ₂	3,00	3,00	0,00	2,83	2,85	-0,02	2,83	-	-	-	2,85	-	2,99	3,00	-0,01	3,05	2,84 ?	-	-

* невязки в положении стратиграфических горизонтов до 250 м.

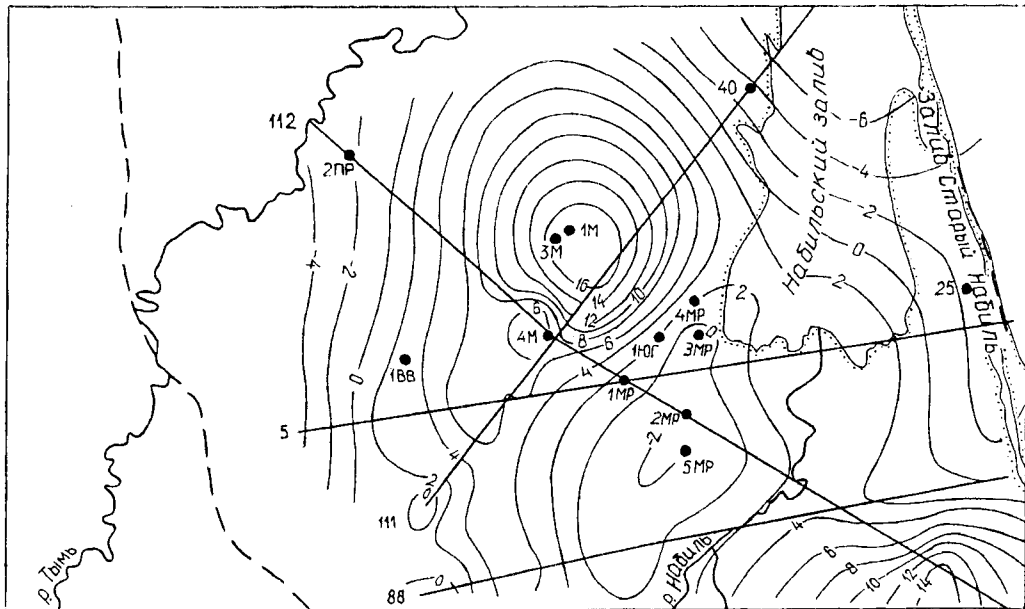


Рис.3. Карта абсолютных изменений плотности уйнинских отложений в Набильском прогибе ($\times 10^2$ г/см³).

на отметки, не соответствующие нормальному распределению $\sigma(H)$. Именно таким образом можно объяснить положительную локальную аномалию в районе Старого Набиля: в результате тектонических движений клин пород, начиная с уйнинских, на локальном участке был выдавлен вверх (рис. 5).

РАЙОНИРОВАНИЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ТОЛЩ, БЛАГОПРИЯТНЫХ ДЛЯ ГЕНЕРАЦИИ И СОХРАННОСТИ УГЛЕВОДОДОВ

Второй характеристикой, важной для прогнозирования зон генерации и сохранения углеводородов (in situ), являются максимальные температуры, достигающиеся в процессе тектонического развития оса-

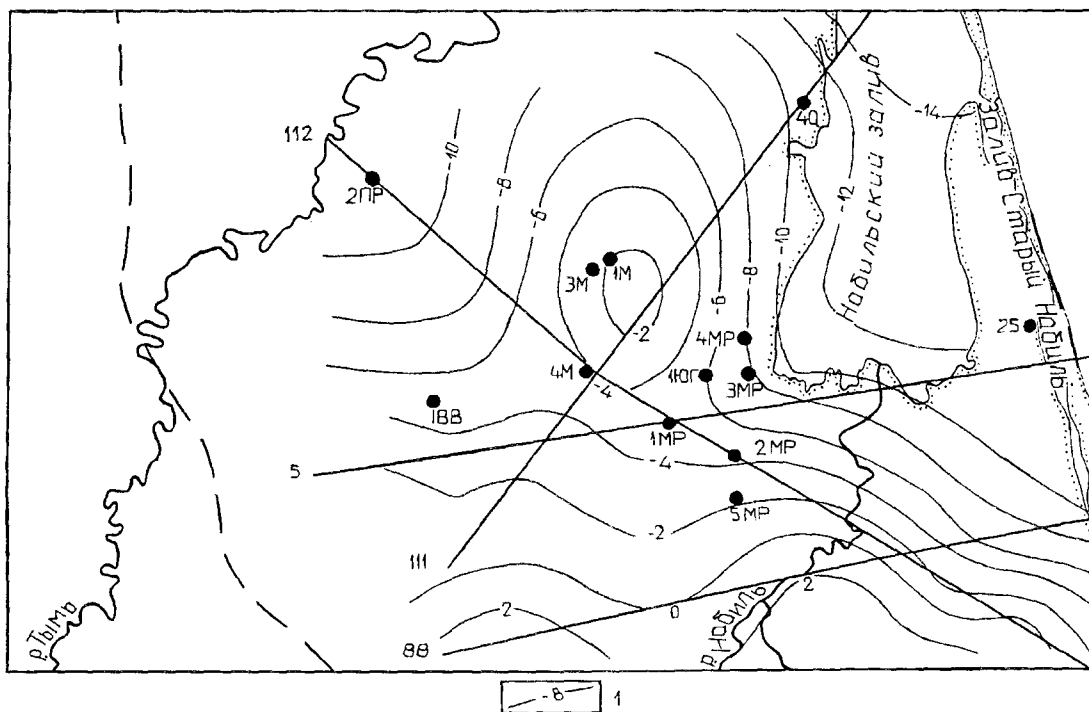


Рис.4. Карта тренда аномальных значений плотности верхнедагинских отложений ($\times 10^2 \text{ г/см}^3$).
1-изолинии тренда.

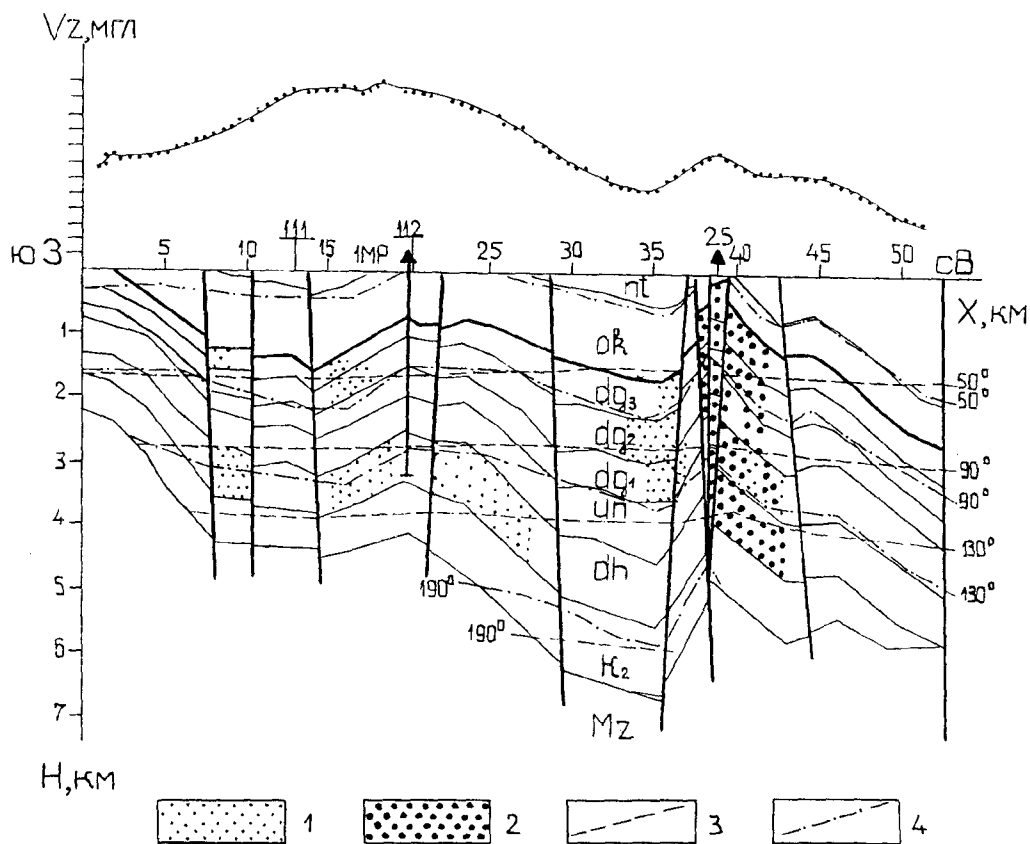


Рис.5. Палеотемпературные реконструкции вдоль регионального сейсмопрофиля 5 в Набыльском прогибе. Современный разрез.

1 - локальные аномалии плотности, 2 - зона минимальных абсолютных значений плотности, 3 - изотермы современных температур, 4 - изотермы максимальных палеотемператур.

дочного бассейна. В этой связи возникает необходимость восстановления "палеомощностей" и глубин, на которых находились стратиграфические комплексы в разные моменты геологического времени. С этой целью разработано программное обеспечение палеотектонических реконструкций плотностных разрезов. В основу их положена модель компенсированного осадконакопления.

Алгоритм палеотектонических реконструкций базируется на методе "выравнивания профилей" [6]. Исходной моделью является геоплотностной разрез. Для его перестроения на время накопления любой стратиграфической единицы, обособленной плотностными границами, используются плотности слоев, определенные в центре элементарных аппроксимирующих тел. "Палеомощности" рассчитываются с учетом эффекта уменьшения объема породы в результате уплотнения при погружении [7]. Для расчета "палеоплотностей" стратиграфических единиц используются зависимости $\sigma(H)$ изменения плотности с глубиной (экспоненциальные или линейные). Рассчитывается также глубина дна бассейна осадконакопления [8].

Принятая технология реконструкций позволяет учесть инверсии движений, если известны их физические характеристики (скорость, длительность).

Вычислительная схема палеореконокструкций реализуется для каждой сквозной колонки плотностного разреза и принципиально выглядит следующим образом:

- 1) Расчет современных мощностей слоев, М.
- 2) Расчет глубины дна бассейна осадконакопления самого молодого слоя:

$$H_b = M \cdot (\sigma_M - \sigma) / (\sigma_M - 1,03),$$

где: σ_M - плотность подкровного слоя, 3,3г/см³,

σ - плотность слоя, 1,03 - плотность морской воды.

- 3) Расчет "палеоплотностей" σ_p остальных осадочных слоев по законам изменения плотностей $\sigma(H)$.
- 4) Расчет "палеомощностей" M_p остальных осадочных слоев:

$$M_p = (1 + n(\sigma_p)) / (1 + n(\sigma)) \cdot M,$$

где $n(\sigma)$ - функциональная зависимость пористости от плотности.

В случае, если эта зависимость неизвестна, используется связь через минералогическую плотность σ_m : $\sigma = \sigma_m + n \cdot (1 - \sigma_m)$. Отсюда:

$$M_p = ((2 \cdot \sigma_m - 1) - \sigma_p) / ((2 \cdot \sigma_m - 1) - \sigma) \cdot M$$

Второй случай подразумевает наличие данных о литологии разреза.

Далее пункты 2 - 4 повторяются, начиная с расчета глубин дна бассейна осадконакопления второго

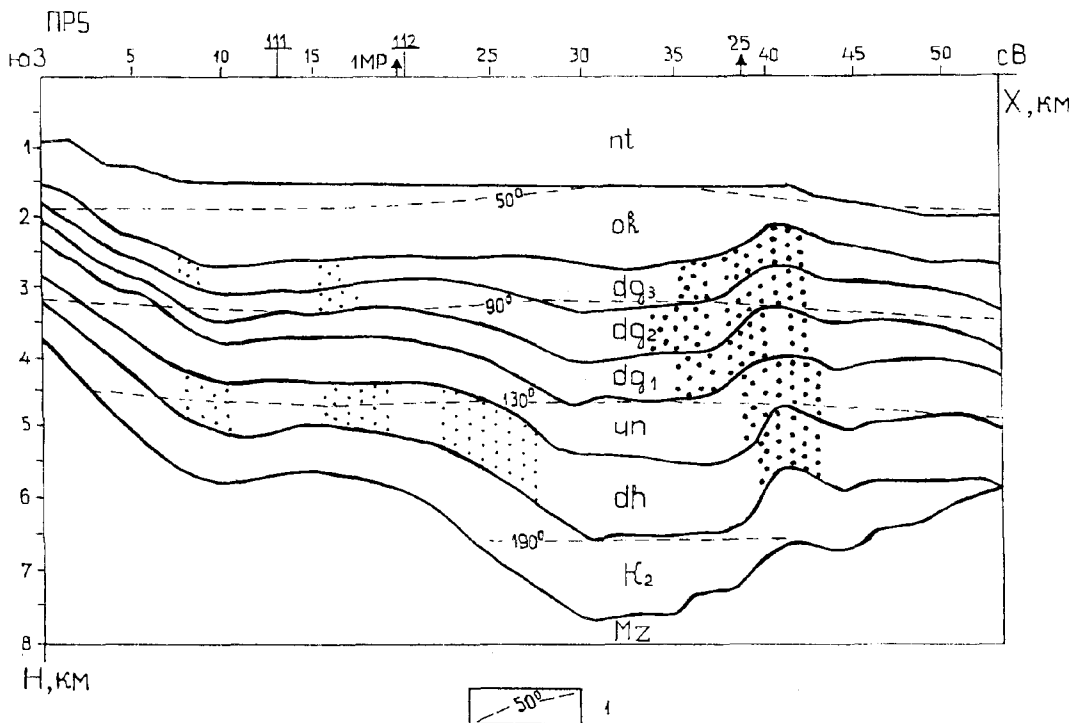


Рис.6. Палеотемпературные реконструкции вдоль регионального сейсмопрофиля 5 в Набильском прогибе. Нутовский (максимальный) разрез.

1 - изотермы, определяющие катагенетическую зональность нефтегазообразования.

от поверхности слоя. И так до тех пор, пока не будут исчерпаны все осадочные слои.

В завершение рассчитанные "палеоплотностные" колонки "монтируются" в "палеоплотностные" разрезы на начало формирования каждого слоя и визуализируются на плоттере.

Для иллюстрации основных результатов¹ палеореконокструкций приводится разрез вдоль сейсмопрофиля 5 в Набильском прогибе.

В качестве исходного материала использовался современный геоплотностной разрез (см. рис. 2). Современный разрез представлен верхнемеловыми, дайехуриинскими, уйнинскими, ниже - средне - верхнедагинскими, окобыкайскими и нутовскими отложениями.

Для расчета "палеоплотностей" использовались экспоненциальные зависимости $\sigma(H)$ (см.табл. 1).

Расчет "палеомощностей" осуществлялся через минералогическую плотность, которая для всех отложений принята одинаковой и равной 2,69 - 2,70 г/см³.

По геологическим представлениям в посленутовское время произошло воздымание коры и значительный размыв нутовских отложений, среднюю мощность которых на большей части разреза по косвенным данным принимаем равной 1500 м. Причем на северо - востоке приняты современные мощности, а на юго - западе они пропорционально уменьшены в связи с уменьшением мощностей всей осадочной толщи (рис.6). На этом же разрезе выравнены вертикальные разрывные нарушения, т.к. полагаем их результатом современной тектонической деятельности. Остальные "палеоразрезы" рассчитаны и построены автоматически. Полученная серия "палеоразрезов"² использовалась в качестве вещественно - структурной основы для дальнейших "палеотемпературных" расчетов.

Программно - математическое обеспечение палеотемпературного моделирования охарактеризовано в [5]. Там же в качестве примера приводятся результаты "палеопрфилирования" на линии сейсмопрофиля 212 в Луньском прогибе Сахалина.

Аналогичным образом было выполнено "палеопрфилирование" вдоль региональных сейсмопрофилей 5, 79, 88, 111, 112 в Набильском прогибе. Теплопроводность осадков изменялась в пределах 1,34 - 1,61 Вт/мград, теплогенерация принималась равной 1,22 мкВт/м³. Тепловой поток через поверхность подстилающего основания, полученный путем геотемпе-

ратурного моделирования, составил 70 мВт/м², что при указанных выше значениях теплофизических параметров соответствует поверхностному потоку - 52 мВт/м³, близкому к его средним значениям для Сахалина.

В результате "палеопрфилирования" на основе геоплотностных разрезов профилей 5, 79, 88, 111, 112 построены палеотемпературные разрезы осадочного чехла Набильского прогиба, отвечающие принятым критериям достоверности: соответствие средним значениям наблюдаемого поверхностного теплового потока, согласование в положении основных палеоизотерм на пересечениях профилей с невязкой $\pm 4^\circ\text{C}$

В современном разрезе профиля 5 (см.рис.6) палеотемпература 50°C , по принятой нами катагенетической зональности³ [5], соответствующая кровле верхней зоны газообразования, отмечается в основном в верхах окобыкайской свиты. В центральной части профиля за счёт эрозионных процессов эта зона может начинаться прямо от поверхности.

Главная зона нефтеобразования практически вдоль всего профиля приурочена к середине дагинских - дайехуриинских или, на востоке профиля, низам уйнинских отложений. На небольшом участке в средней части профиля она не выходит за пределы дагинских отложений.

Разрушительные для углеводородов температуры отмечены лишь в средней части профиля в верхнемеловых отложениях.

ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ОБЪЕКТОВ ПО СТЕПЕНИ ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЙ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Результаты "палеопрфилирования" в Набильском прогибе (сейсмопрофили 5, 79, 88, 111, 112) посредством программы Аронова В. И. интерполируются в схематические карты распределения максимальных палеотемператур и прогноза фазового состояния углеводородов в отложениях дагинской - дайехуриинских свит.

Формализованная оценка погрешности палеотемператур составляет $\pm (3,1 - 4,6)^\circ\text{C}$, что хорошо согласуется с невязкой на пересечениях профилей. Кроме того, указанные погрешности не превышают 10% от номинальных значений палеотемператур, минимальные значения которых на кровле верхне-дагин-

¹ Более полная иллюстрация результатов палеореконокструкций на отдельном профиле приводится в [5].

² Получаемая серия разрезов может представлять и самостоятельный интерес, ибо позволяет смоделировать изменение во времени глубины бассейна осадконакопления, рельеф дна, плотность и мощность осадков. Это, в свою очередь, позволяет делать допущения о характере накапливающегося обломочного материала, переслаивании различных фракций, образовании структурно - вещественных форм, являющихся возможными объектами неантиклинального типа, качестве первичного органического вещества (гумусовое, сопропеловое).

³ ($50 - 90^\circ\text{C}$) - верхняя зона газообразования, ($90 - 130^\circ\text{C}$) - главная зона нефтеобразования, ($130 - 190^\circ\text{C}$) - нижняя зона газообразования, более 190°C - разрушительная для углеводородов температура.

ских отложений (верхняя часть осадочного разреза) составляет не менее 50°C.

На рис.7 приведена карта распределения максимальных температур на подошве уйнинских отложений.

В соответствии с прогнозными картами в Набильском прогибе в верхней части дагинского разреза возможны преимущественно газовые проявления

(верхняя зона газообразования). По мере увеличения глубины на отдельных участках создаются благоприятные для нефтепроявлений температурные условия, а на подошве дагинских отложений севернее и восточнее Междуреченской площади эти условия соответствуют нижней зоне газообразования (нефть, газ, газоконденсат). В нижней части уйнинских отложений эта зона увеличивается по площади и простира-

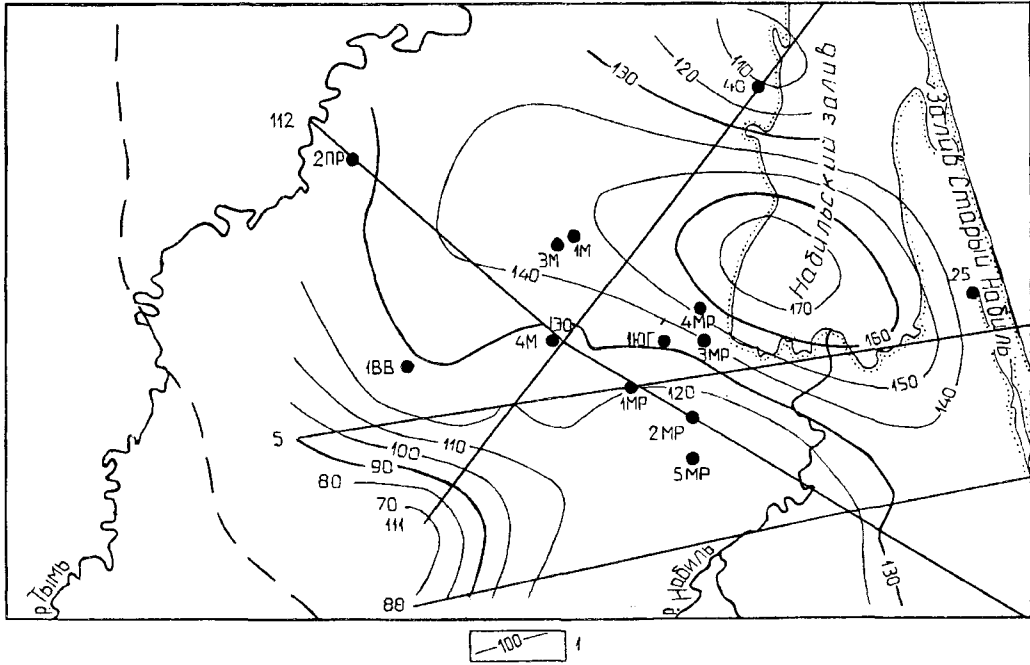


Рис.7. Карта максимальных палеотемператур и прогноза фазового состояния УВ на подошве уйнинских отложений в Набильском прогибе.

1 - изотермы максимальных температур, (°C).

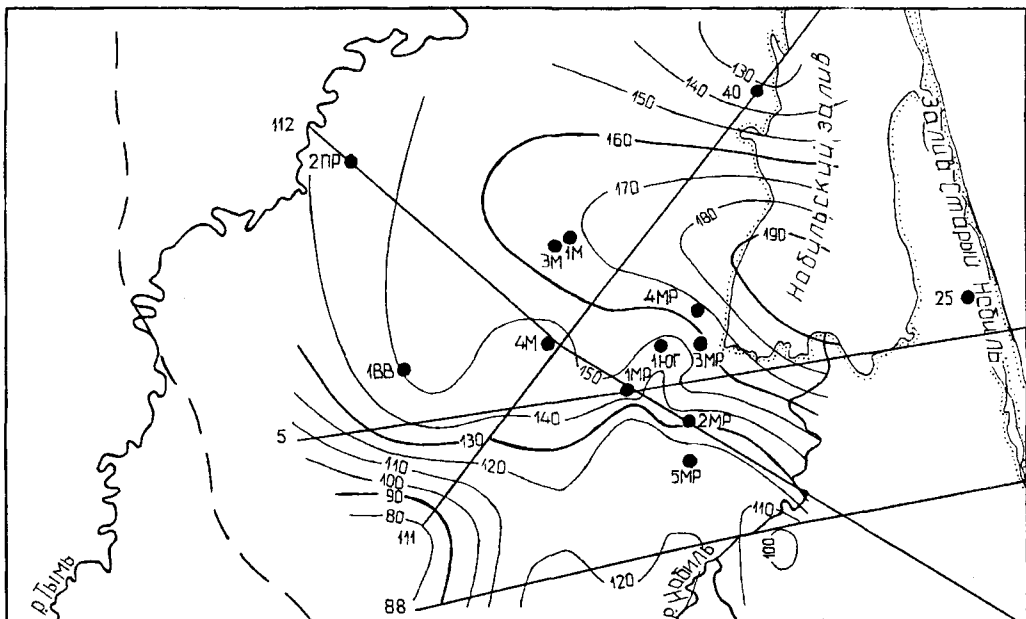


Рис.8. Карта максимальных палеотемператур и прогноза фазового состояния УВ на подошве дайехурийских отложений в Набильском прогибе.

Таблица 3. Сопоставление результатов испытаний продуктивных интервалов скважин с прогнозными оценками фазового состояния УВ отложений Набильского прогиба

Скважина	Интервал испытаний	Отложения	Результаты испытаний	Прогнозные оценки	
				Зона нефтегазообразования	Фазовое состояние УВ
1М	2735 - 2747	Уйнинские	Нефтепроявления	Главная зона нефтеобразования - нижняя зона газообразования.	Нефть - нефть, газоконденсат, газ.
	2826 - 2845	--/--	--/--	--/--	--/--
	3107 - 3140	--/--	--/--	--/--	--/--
4М	3287 - 3303	Кровля дайехуриинских	Нефтепроявления	Главная зона нефтеобразования	Нефть
1МР	2479 - 2521	Дайехуриинские	Нефть	Главная зона нефтеобразования	Нефть
	2577 - 2589	--/--	--/--	--/--	--/--
	2770 - 2812	--/--	Незначительный приток газа	Нижняя зона газообразования	Нефть, газоконденсат, газ
	3090	--/--	--/--	--/--	--/--
2МР	2040 - 2065	Уйнинские	Незначительное количество нефти	Главная зона нефтеобразования	Нефть
	3069 - 3102	Подошва дайехуриинских	Газ	Нижняя зона газообразования	Нефть, газоконденсат, газ
3МР	3274 - 3281	Кровля дайехуриинских	Конденсат, газ	Нижняя зона газообразования	Нефть, газоконденсат, газ
	3283 - 3296	Кровля дайехуриинских	Нефть	Нижняя зона газообразования	Нефть, газоконденсат, газ
	3296 - 3300	--/--	Нефть, газ	--/--	--/--
	3449 - 3461	Дайехуриинские	Газ	--/--	--/--
	3471 - 3496	--/--	--/--	--/--	--/--
2ПР	1058 - 1152	Верхнедагинские	Разгазированный раствор	Верхняя зона газообразования	Газ
	1323 - 1368	--/--	--/--	--/--	--/--
	1770 - 1791	Среднедагинские	--/--	Верхняя зона газообразования - главная зона нефтеобразования	Газ - нефть
	2051 - 2117	--/--	--/--	--/--	--/--

ется широкой полосой через весь прогиб (рис.7). С юга и с севера к ней примыкают более низкотемпературные участки. В нижней части дайехуриинских отложений характер катагенетической зональности по данным геотемпературного моделирования не претерпевает принципиальных изменений (рис.8).

В таблице 3 для сравнения приведены результаты испытаний скважин, пробуренных в Набильском

прогибе, и прогнозные оценки фазового состояния углеводородов в отложениях, вскрытых этими скважинами. Сопоставление этих данных показывает, что они в основном не противоречат друг другу. Нарушает общую картину присутствие газоконденсата в кровле дайехуриинских отложений в скв. 3 МР. На рис.8 видно, что благоприятные для формирования газоконденсата температуры (не ниже 160°C) дости-

гаются лишь на подошве дайехуриинских отложений в районе этой скважины и в верхней части этих отложений в центральной части прогиба, расположенной севернее скважины 3 МР. Объяснить присутствие газоконденсата в этой скважине в кровле дайехуриинских отложений можно миграционными процессами.

Совместное рассмотрение карт прогноза фазового состояния УВ и локальных аномалий плотности в Набильском прогибе показывает, что в случае расширения группы междуреченских скважин на восток, целесообразность которого для уйнинских отложений следует из результатов плотностного моделирования, в этих отложениях можно ожидать притоки нефти и газоконденсата.

В целом, результаты палеотемпературного моделирования в сопоставлении с результатами испытаний продуктивных интервалов скважин позволяют оценить роль процессов миграции флюида на формирование газонефтяных залежей в Набильском прогибе как незначительную.

ВЫВОДЫ

С использованием разработанных программных средств и методики геоплотностного моделирования (в гравитационном поле) и "палеопроектирования" на основе палеотектонических реконструкций плотностных разрезов и последующего палеотемпературного моделирования:

1) составлены схематические карты локальных плотностных неоднородностей в дагинских, уйнинских и дайехуриинских отложениях Набильского прогиба Сахалина. Локальные разуплотнения отождествляются с литолого-фациальными зонами улучшенных коллекторских свойств, благоприятными для аккумуляции углеводородов.

2) построены схематические карты максимальных палеотемператур и прогноза фазового состояния углеводородов дагинских, уйнинских и дайехуриинских отложений Набильского прогиба.

3) показана согласованность прогноза оценок и результатов испытаний скважин.

Карты - схемы плотностных неоднородностей и карты прогноза фазового состояния УВ приняты к рассмотрению в комплексе с другими геолого-геофизическими материалами по Набильскому прогибу с целью определения первоочередных объектов нефтегазопромысловых работ.

Представляется целесообразным использование описанной в настоящей статье методики для прогнозной оценки перспективности объектов нефтегазопромысловых работ в других осадочных бассейнах Сахалина.

Благодарим к.г.-м.н. Волгина П.Ф., выполнившего построение априорных геоплотностных разрезов вдоль региональных сейсмических профилей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аронов В.И. Методы построения карт геолого-геофизических признаков и геометризации залежей нефти и газа на ЭВМ. М.: Недра, 1990. 301 с.
2. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джевапшир Р.Д. Моделирование систем нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1990. 295 с.
3. Исаев В.И., Хростовская Н.В. О реализации на ЕС ЭВМ метода математического программирования для решения обратной задачи гравиметрии в линейной постановке. //Разведочная геофизика: теория, методика, результаты. Киев: Наукова думка, 1984. С. 156 - 171.
4. Исаев В.И., Пятаков Ю.В., Рузич Н.М. и др. Объемное моделирование в гравитационном поле плотности сейсмического тела. // Интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. Киев: Наукова думка, 1992. С. 145 - 155.
5. Исаев В.И., Волкова Н.А., Ним Т.В. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации. // Тихоокеан. геология. 1995. Т. 4, N 3. С. 73 - 80.
6. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. М.: Недра, 1984. 80 с.
7. Романовский С.Н. Седиментологические основы литологии. Л.: Недра, 1977. 408 с.
8. Кукал З. Скорости геологических процессов. М.: Мир, 1987. 246 с.

Поступила в редакцию 26 ноября 1996г.

V.I. Isaev, N.A. Volkova

Forecast estimations of the prospective oil and gas fields as inferred from the geodensity modelling and paleoprofiling methods

A computer technique, allowing to forecast the prospective fields in searching for oil and gas, has been realized. Density modelling of the sedimentary section in the gravity field by using normal regularities $\sigma(H)$ and paleoprofiling are regarded as the basis. The testing of the technique has been carried out in the Daginsky, Uininsky and Daikhuriinsky deposits of the Nabil trench on Sakhalin island. As a result, zones favourable for hydrocarbon accumulation have been revealed, and stratigraphic zonation has been made.