

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЫШСКО-ТЫМСКОГО ПРОГИБА
САХАЛИНА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОПЛОТНОСТНОГО И
ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

В. И. Исаев**, *В. Ю. Косыгин, *В. В. Соколова****

**Дальневосточный центр информатики и геологических исследований, г. Южно-Сахалинск*

***Вычислительный центр ДВО РАН, г. Хабаровск*

Рассмотрены методика, экспериментальные данные и результаты геоплотностного, палеотектонического и палеотемпературного моделирования осадочных отложений Нышско-Тымского прогиба Сахалина. Прямые признаки степени катагенеза ОВ и условий формирования скоплений УВ - отражательная способность витринита и результаты опробований флюида глубоких скважин - приняты в качестве опорных (контрольных) данных. Построены схематические карты распределения локальных разуплотнений окобыкайских отложений и распределения максимальных палеотемператур, прогноза фазового состояния УВ в окобыкайских, дагинских и уйнинских отложениях. С учетом литологического и палеотемпературного факторов рекомендованы для поисковых работ локальные объекты в окобыкайских отложениях.

Ключевые слова: палеотемпературное математическое моделирование, технология прогноза нефтегазоносности, осадочные бассейны, Сахалин.

ВВЕДЕНИЕ

Для целенаправленной и обоснованной постановки поисковых работ в нефтегазоносном осадочном бассейне (НГБ), в том числе в пределах объектов вероятной аккумуляции углеводородов (УВ), необходимо знать условия формирования скоплений УВ в осадочных толщах. Среди этих условий тепловой режим недр является одним из главных, т. к. определяет катагенетическую преобразованность органического вещества (ОВ), а следовательно, и интенсивность генерации нефти и газа, фазовый состав залежей. Катагенез контролирует начало и протекание главной фазы нефтеобразования и глубинной фазы газообразования, а также сохранение и деструкцию нефтей [1 и др.].

Данные о степени катагенеза ОВ широко используются для изучения процессов генерации нефти и газа, для прогноза фазового состояния залежей и оценки прогнозных ресурсов УВ. В настоящее время интенсивно ведется изучение степени катагенеза ОВ осадочных бассейнов Восточной Сибири [23, 24 и др.], в основном, по прямым признакам – отражательной способности витринита и данным пиролиза рассеянного ОВ.

Изучение палеотемпературного режима НГБ Сахалина осуществлялось на основе созданной в Дальинформгеоцентре автоматизированной технологии, включающей геоплотностное моделирование осадочного разреза, палеотектонические ре-

конструкции плотностных разрезов и палеотемпературное моделирование осадочной толщи на ЭВМ ЕС [9, 10, 12–14, 25].

Нужно отметить, что в публикациях по рассматриваемому вопросу ряд авторов [6, 15, 18] палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование объединяют в один метод и называют методом палеопрофилирования (методом палеотемпературных реконструкций, палеогеохимическим методом), основанном на учении о стадийности процессов нефтегазообразования [1].

Первые прогнозные оценки нефтегазоносности с использованием компьютерной технологии моделирования в геофизических полях были получены для Лунской [9], Набильской [10] впадин и Макаровского прогиба [11] – осадочных бассейнов о. Сахалин (рис. 1). В результате математического моделирования определены максимальные палеотемпературы и сделан прогноз фазового состояния УВ дагинских и борских отложений Лунской впадины, составлены карты локальных плотностных неоднородностей, максимальных палеотемператур и фазового состояния УВ дагинских, уйнинских и дайехуриинских отложений Набильской впадины. Для Макаровского прогиба, как основные факторы перспектив нефтегазоносности в зоне Центрально-Сахалинского разлома, определены палеотемпературы, локальные разуплотнения, материнские (УВ – производящие) породы. Для каждого НГБ оценена роль процессов

миграции флюида в формировании газонефтяных залежей. Перечисленные результаты в комплексе с другими геолого-геофизическими материалами были призваны служить основой для определения первоочередных объектов поисковых работ на нефть и газ в названных НГБ.

Поскольку значительная часть НГБ Сахалина выходит за пределы суши, мы рассматривали и некоторые положения математического моделирования градиентных сред $\delta(H)$ на шельфе и акваториях [16].

В настоящей статье приведены результаты геоплотностного моделирования и палеопрофилирования для очередного объекта исследований – Нышско-Тымского прогиба Сахалина (рис. 1). Отличительной особенностью исследований является их более детальный уровень и, как следствие, более детальный прогноз нефтегазоносности и более детальные рекомендации для последующих нефтегазописковых работ.

В подготовке фактического материала по району исследований и расчетах на ЭВМ принимали участие специалисты Дальинформгеоцентра Н.А. Волкова, Р.Ю. Гуленок, О.С. Исаева.

МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Геоплотностное моделирование решает задачу выявления в пространстве стратиграфических комплексов локальных разуплотнений, отождествляемых с литофациальными зонами улучшенных коллекторских свойств, благоприятных для аккумуляции УВ. Кроме того, построенные в результате геоплотностного моделирования плотностные разрезы являются структурно-вещественной основой последующего палеопрофилирования.

Моделирование параметров V_1, V_2, V_3 зависимости плотности от глубины

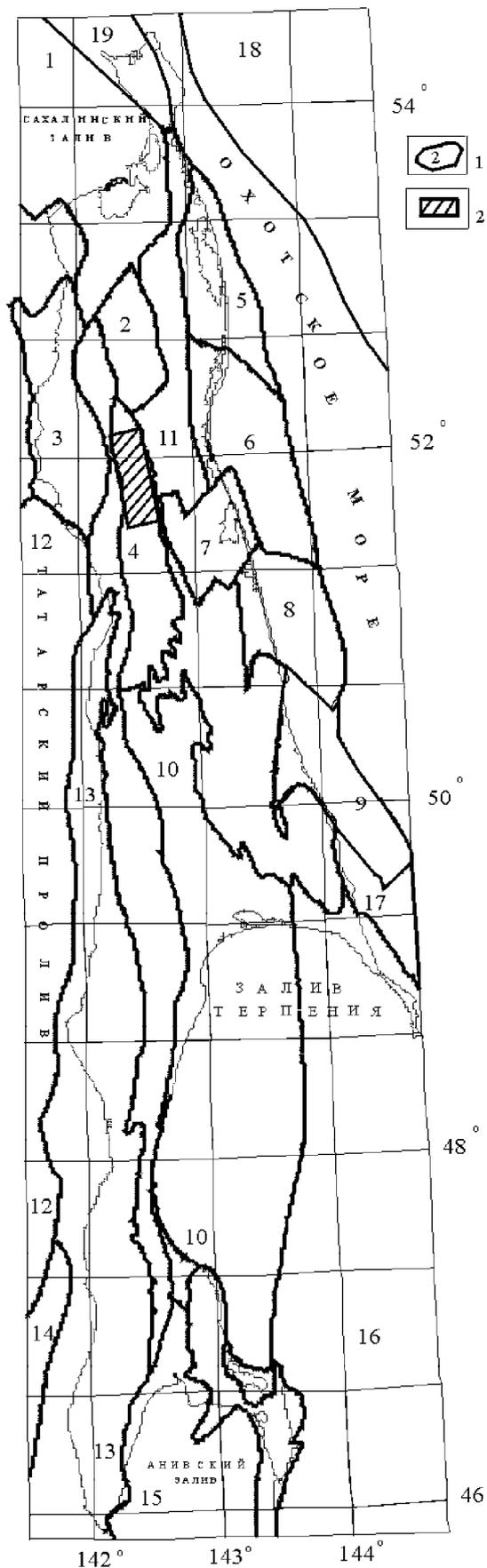
$$\delta(H) = V_1 - V_2 \cdot \exp(-V_3 \cdot H) \quad (1)$$

для аппроксимирующих тел осуществляется посредством решения обратной линейной задачи гравиметрии

Рис. 1. Обзорная карта размещения нефтегазоносных осадочных бассейнов Сахалина.

1 – нефтегазоносный осадочный бассейн и его номер на карте; 2 – контур района исследований.

Название нефтегазоносных осадочных бассейнов: 1 – Байкальская впадина; 2 – Валская впадина; 3 – Погибинский прогиб; 4 – Нышско-Тымский прогиб; 5 – Пильтунская впадина; 6 – Чайвинская впадина; 7 – Набильская впадина; 8 – Лунская впадина; 9 – Пограничный прогиб; 10 – Макаровский прогиб; 11 – Дагинское поднятие; 12 – прогиб Татарского пролива; 13 – Западно-Сахалинское поднятие; 14 – Монеронское поднятие; 15 – Анивский прогиб; 16 – прогиб залива Терпения; 17 – Тюлений прогиб; 18 – Восточно-Сахалинский прогиб; 19 – Шмидтовский прогиб.



$$\|Ax - b\|^2 + \alpha \|x - x_0\|^2 = \min, \quad (2)$$

$$x^{(н)} \leq x \leq x^{(в)}, \quad (3)$$

где A – матрица $n \times 2m$ (определяется решением прямой задачи гравиметрии для аппроксимирующего тела); x – B_1, B_2, B_3 для каждого аппроксимирующего тела; b – вектор наблюдений; α – параметр регуляризации; m – количество аппроксимирующих тел; n – количество наблюдений гравитационного поля; $x^{(н)}, x^{(в)}$ – нижнее и верхнее ограничения на неизвестные (на моделируемые параметры B_1, B_2, B_3).

Решение прямой задачи для трапеции с плотностью, меняющейся согласно (1), и решение обратной задачи (2)–(3) для осадочных разрезов приведено в [25].

Для изучения детального распределения плотности окобыкайских отложений на участке Верхне-Нышского месторождения и Голубичной структуры (рис. 2) выполнялось объемное моделирование параметров δ_0, k зависимости плотности от глубины

$$\delta(H) = \delta_0 + k \cdot H. \quad (4)$$

Решение прямой задачи для вертикальной четырехугольной призмы с произвольной ориентировкой оснований с плотностью, меняющейся согласно (4), и решение обратной задачи, аналогичной (2)–(3), для трехмерных объектов приведено в [7, 8].

Палеотектонические реконструкции плотностных разрезов решают задачу восстановления палеомощностей и глубин, на которых находились стратиграфические комплексы в разные моменты геологического времени.

В основу палеотектонических реконструкций положена модель компенсированного осадконакопления. Алгоритм реконструкций базируется на «методе выравнивания профилей» [19]. Исходной основой является плотностной разрез, полученный в результате геоплотностного моделирования. Для его перестроения на время (t) накопления любой стратиграфической единицы, обособленной плотностными границами, используются зависимости $\delta(H)$ и учитывается эффект уменьшения объема породы в результате уплотнения при погружении [21]. Рассчитывается также глубина дна бассейна осадконакопления на время начала накопления каждой стратиграфической единицы [17].

Вычислительная схема палеотектонических реконструкций для сквозной колонки плотностного разреза приведена в [10]. На заключительном этапе рассчитанные палеоплотностные колонки «монтируются» в палеоплотностные разрезы.

Палеотемпературное моделирование осадочной толщи решает задачу районирования стратиграфических толщ с точки зрения условий, благоприятных для генерации и сохранности УВ, и задачу оценки нефтегазоперспективности локальных объектов, в

том числе, и по степени преимущественной перспективности на нефть или газ.

Результатом палеотемпературного моделирования является распределение температур в осадочной толще в заданные моменты геологического времени.

Схема расчета палеотемператур для сквозной колонки температурного разреза состоит из двух этапов.

На первом этапе рассчитывается тепловой поток через поверхность подстилающего осадочную толщу основания. Рассматривается случай стационарного теплового потока из основания ($q_1 = \text{const}$). Решением обратной задачи геотермии, которая сводится к решению системы линейных уравнений относительно q_1 , оценивается q_1

$$Aq_1 = B, \quad (5)$$

при условии выполнения ограничений

$$q_1^{(н)} \leq q_1 \leq q_1^{(в)}, \quad (6)$$

где A – линейный оператор, зависящий от теплофизических свойств и динамической структуры среды; B – температуры, наблюдаемые в осадочной толще (в скважине) с ошибкой $\pm \epsilon$, за вычетом температурного эффекта радиоактивных источников в осадочной толще; $q_1^{(н)}, q_1^{(в)}$ – нижнее и верхнее предельные значения q_1 .

Задача определения q_1 формулируется

$$f(q_1) = \|Aq_1 - B\|^2 + \alpha \|q_1 - q_1^0\|^2 \leq \epsilon \quad (7)$$

на множестве точек (6).

Для решения задачи (6)–(7) задаются следующие экспериментальные данные: a_0 – температуропроводность осадков; a_1 – температуропроводность подстилающего основания; λ_0 – теплопроводность осадков; λ_1 – теплопроводность основания; A_0 – удельная теплогенерация осадков за счет радиоактивного распада; Z_0 – мощность осадочной толщи; $v(z)$ – скорость осадконакопления, дифференцированная по стратиграфическим единицам (рассчитывается по палеомощностям); t – полное время осадконакопления; b – наблюдаемые температуры по стволу скважины; $q_1^{(0)}$ – начальное приближение искомого параметра, обычно принимаемое как минимальное значение поверхностного теплового потока в районе исследований.

Определением q_1 завершается первый этап схемы расчета. Попутно, на этапе решения обратной задачи, рассчитывается поверхностный тепловой поток $q(t)$.

На втором этапе, зная q_1 – тепловой поток через основание, решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются палеотемпературы $U(z, t)$ в заданной точке (z) осадочной толщи в заданный момент геологического времени (t). Причем, t – это время завершения формирования каждой

стратиграфической единицы ($t = 0$ – начало формирования осадочной толщи), z – задается с нужной дискретностью по глубине ($z = 0$ на поверхности подстилающего основания).

Решение прямой задачи геотермии, учитывающее основные факторы формирования теплового поля осадочных бассейнов (затраты энергии теплового потока из основания на прогрев холодного осадочного материала, частичное экранирование теплового потока из-за различия теплофизических свойств осадков и пород основания, радиогенная теплогенерация в накапливающихся осадках, различная скорость осадконакопления стратиграфических единиц), расчет поверхностного теплового потока – решение уравнения Вольтерра II рода и решение обратной задачи (6)–(7) приведено в [9]. Рассчитанные палеотемпературные колонки «монтируются» в палеотемпературные разрезы.

И, наконец, соответствующие (геологическое время t) палеоплотностные разрезы совмещаются с палеотемпературными разрезами.

Наибольший интерес для характеристики температурных условий формирования каждой конкретной стратиграфической единицы представляет палеоразрез с максимальной прогреетостью пород. Наложение этого разреза на современный разрез определяет положение основных зон нефте- и газообразования в современном разрезе.

Принята следующая катагенетическая зональность [15, 20]: (50–90 °C) – верхняя зона газообразования; (90–130 °C) – главная зона нефтеобразования; (130–190 °C) – нижняя зона газообразования; более 190 °C – разрушительная для УВ температура. Учитывая эту градиацию катагенетической зональности, осуществляется прогноз фазового состояния возможных скоплений УВ (in situ) в пространстве стратиграфических комплексов современного разреза.

Результаты палеопрфилирования, в случае достаточно густой сети профилей, интерполируются в карты распределения максимальных палеотемператур и прогноза фазового состояния УВ для каждой стратиграфической единицы.

В заключение методической части нашей статьи следует отметить, что решение обратных задач как гравиметрии (2)–(3), так и геотермии (6)–(7) реализуется алгоритмом квадратичного программирования В. И. Старостенко [22].

МАТЕРИАЛЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Геоплотностное моделирование

Для построения нормальных зависимостей $\delta(H)$ проведены сбор и обобщение петроплотностных данных по площадям нефтепоискового бурения в Нышско-Тымском прогибе. Проанализированы

плотностные характеристики 1 608 образцов керна из 21 скважины, в том числе 180 образцов нутовских отложений, 924 образца окобыкайских отложений, 326 образцов дагинских отложений и 36 образцов уйнинских отложений. В результате корреляционно-регрессионного анализа плотности, пористости и глубин залегания образцов получены зависимости $\delta(H)$ (табл. 1).

Экспоненциальные зависимости применялись для геоплотностного моделирования по профилям, линейные зависимости – на участке объемного моделирования.

В качестве исходных данных геоплотностного моделирования вдоль профилей использовались стратифицированные глубинные сейсмические разрезы вдоль 11-ти региональных профилей (рис. 2), нормальные плотностные модели отложений (табл. 1), гравиметрические наблюдения масштаба 1:50 000. Результаты моделирования вынесены на разрезы (рис. 3). Плотностные аномалии получены путем вычитания из расчетных значений плотности значений нормального распределения плотности.

Основой для геометрической параметризации изучаемой среды на участке объемного моделирования послужили структурные карты сейсмогоризонтов по кровле окобыкайских отложений – УОСГ-I (по данным В. П. Дьяченко, 1988) и по кровле дагинских отложений – УОСГ-II (по данным В. В. Соколовой, 1989). В качестве наблюдаемого поля послужили результаты высокоточной гравиметрической съемки на Северо-Нышской площади (по данным Н.М. Рузича, 1989).

Сходимость расчетного и наблюдаемого полей на региональных профилях составила $\pm (0,19 \div 0,25)$ мГл, на участке объемного моделирования – $\pm 0,10$ мГл.

По результатам геоплотностного моделирования вдоль региональных профилей и материалам объемного плотностного моделирования построена схематическая карта распределения локальных разуплотнений в окобыкайских отложениях (рис. 2).

Палеотектонические реконструкции плотностных разрезов

В качестве исходных данных для палеотектонических реконструкций были использованы современные плотностные разрезы, построенные в результате геоплотностного моделирования.

Стратификация разрезов и представления о тектонике прогиба приняты по результатам тематических исследований, проведенных с целью выбора первоочередных объектов нефтепоисковых работ (по данным А. А. Жилиякова, 1991).

На современных разрезах отражены основные особенности тектонического строения прогиба,

Таблица 1. Эмпирические нормальные зависимости "плотность δ (г/см³) - глубина Н (км)" для осадочных отложений Нышско-Тымского прогиба Сахалина.

№ п.п.	Отложения	Область определений Н, км	Линейные зависимости		Экспоненциальные зависимости			
			Вид зависимости	Коэффициент корреляции	Стандартная ошибка, г/см ³	Вид зависимости	Коэффициент корреляции	Стандартная ошибка, г/см ³
1	Нутовские	0,50 - 3,00	$\delta = 2,24 + 0,09 \cdot Н$	0,70	0,06	$\delta = 2,70 - 0,49 \exp(-0,26 \cdot Н)$	0,69	0,06
2	Окобыкайские	0,70 - 3,10	$\delta = 2,35 + 0,06 \cdot Н$	0,68	0,04	$\delta = 2,70 - 0,38 \exp(-0,28 \cdot Н)$	0,72	0,04
3	Датинские	1,00 - 4,00	$\delta = 2,44 + 0,04 \cdot Н$	0,51	0,06	$\delta = 2,69 - 0,28 \exp(-0,24 \cdot Н)$	0,52	0,06
4	Уйинские	1,75 - 2,70	$\delta = 2,55 + 0,03 \cdot Н$	0,93	0,01	$\delta = 2,70 - 0,21 \exp(-0,44 \cdot Н)$	0,93	0,01

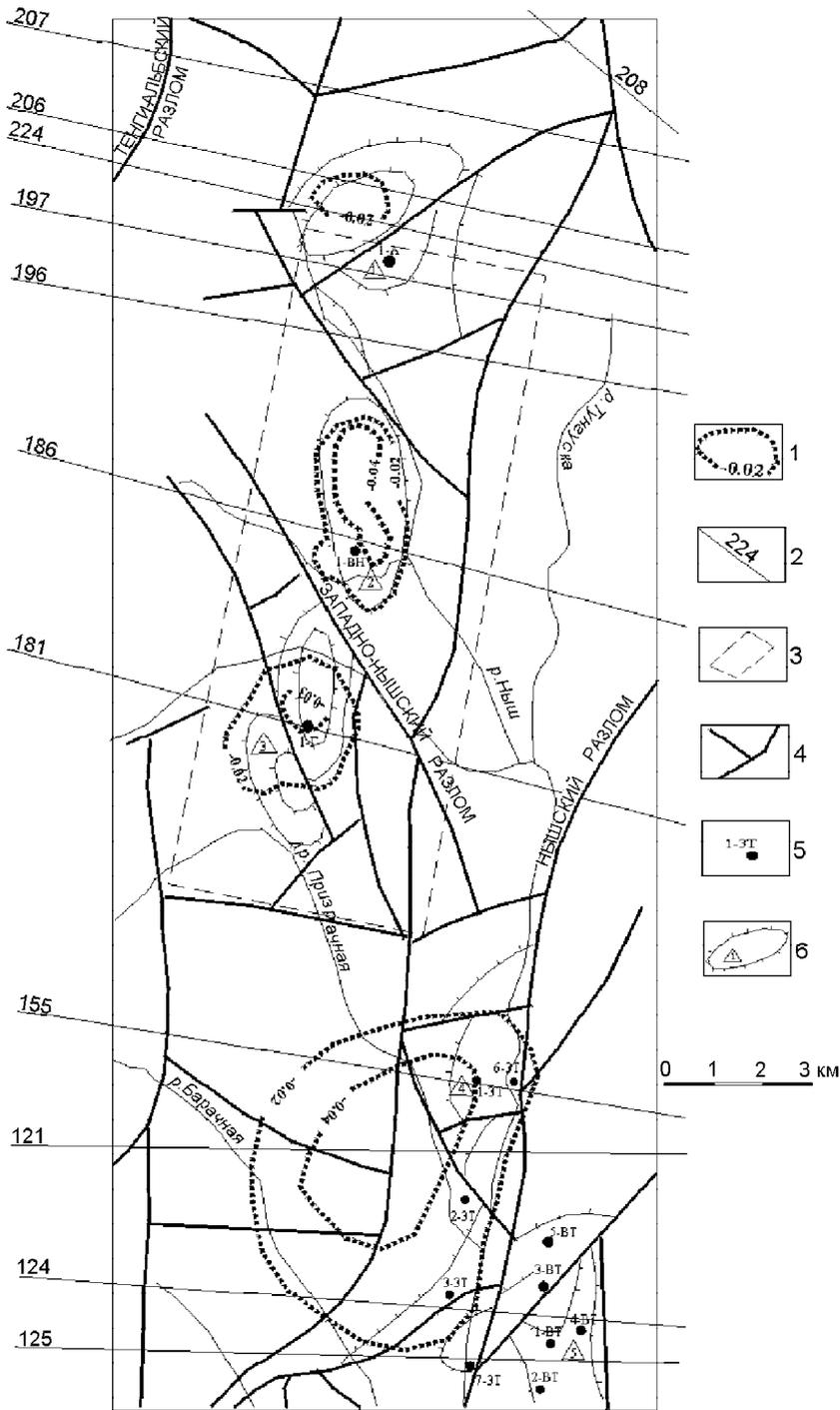


Рис. 2. Схематическая карта распределения локальных разуплотнений в окобыкайских отложениях зоны Верхне-Татамского, Западно-Татамского, Верхне-Нышского месторождений и Анатолевской структуры в Нышско-Тымском прогибе.

1 - локальные разуплотнения, г/см³, 2 - расчетные профили; 3 - контур участка объемного геоплотностного моделирования; 4 - разрывные нарушения; 5 - поисковые скважины, номер скважины и сокращенное название площади: А - Анатолевская, ВН - Верхне-Нышская, Г - Голубичная, ЗТ - Западно-Татамская, ВТ - Верхне-Татамская; 6 - локальные антиклинальные складки и их номера: 1 - Анатолевская, 2 - Верхне-Нышская, 3 - Голубичная, 4 - Западно-Татамская, 5 - Верхне-Татамская.

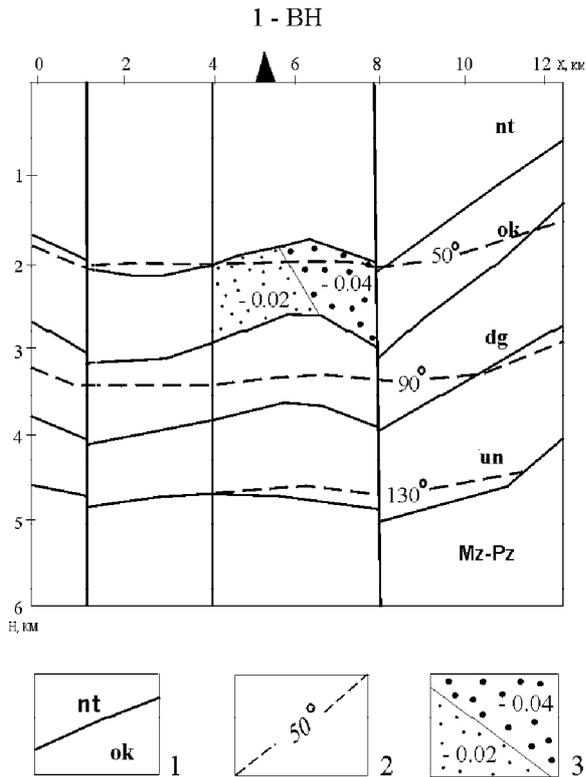


Рис. 3. Геолого-геофизический разрез по профилю 186. 1 – границы свит; 2 – максимальные палеоизотермы; 3 – локальное разуплотнение, г/см³. Индексы свит: nt – нутовская; ok – окобыкайская; dg – дагинская; un – уйнинская. Mz-Pz – подстилающее основание.

представляющего собой сложно построенную грабен-синклиналию, расположенную между Дагинским и Энгизпальским поднятиями, отделенную от них, соответственно, Дывыкским и Восточно-Энгизпальским региональными разломами. Геологические разрезы осложнены многочисленными более мелкими разрывными нарушениями, амплитуды которых не превышают первые сотни метров. Наиболее интенсивные подвижки по разломам произошли в постмиocene. В восточном и западном обрамлениях прогиба на поверхность выходят окобыкайские и дагинские отложения.

Окобыкайские отложения представлены переслаиванием алевролитов с песчаниками, при преобладании первых. Именно в толще переслаивания открыты все известные в прогибе залежи нефти и газа.

В целом отмечается сложность геологического строения района исследований. Характерным является литолого-фациальная изменчивость отложений даже на незначительных расстояниях и обилие разрывных нарушений.

Современные разрезы расчетных профилей неполные. Максимальной мощности осадочная толща достигла в конце нутовского времени. Для

реконструирования нутовского (максимального) разреза оценивалась мощность размытых впоследствии отложений. При этом учитывались амплитуды разломов, а также мощности соответствующих отложений в более полной части разреза в приразломных зонах. Таким образом были построены максимальные разрезы для всех 11-ти расчетных профилей.

Дальнейшие палеотектонические реконструкции выполнялись в автоматическом режиме. Для всех расчетных профилей были получены разрезы осадочной толщи, соответствующие моментам (t) окончания накопления каждой свиты, входящей в состав толщи. При этом эффект изменения мощности слоев в процессе уплотнения рыхлых осадков при погружении учитывался по экспоненциальному закону.

По полученным палеоразрезам рассчитывались скорости осадконакопления, необходимые для расчетов палеотемператур.

Палеотемпературное моделирование осадочной толщи

Теплофизические параметры, необходимые для расчета температур, принимались следующие. Удельная теплогенерация пород осадочной толщи $A_0 = 1,22$ мкВт/м³ [3]. Теплопроводность осадочных пород λ_0 в пределах каждой расчетной геотемпературной колонки оценивалась, исходя из литологии разреза и имеющихся таблиц экспериментальных данных теплопроводности пород, формирующих осадочный комплекс Сахалина [4]. Изменение λ_0 по разрезам составило $1,31 \div 1,60$ Вт/(м·град). Теплопроводность пород мезозойского основания $\lambda_1 = 2,30$ Вт/(м·град). Для оценки температуропроводности привлечены опубликованные данные [5]: $a_0 = 5 \cdot 10^{-7}$ м²/с; $a_1 = 7 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

В табл. 2 приведены результаты расчетов значений теплового потока q_1 через поверхность подстилающего основания для 9-ти геотемпературных колонок, вмещающих стволы глубоких скважин. Среднее расчетное значение теплового потока из фундамента для исследуемого района – (63 ± 2) мВт/м².

Сходимость расчетных и наблюдаемых температур на промежуточных забоях скважин составила $\pm 3,3$ °С, а средняя величина расчетного поверхностного теплового потока $q(t) = 50$ мВт/м² близка к средней величине поверхностного теплового потока ($40 \div 57$ мВт/м²), определения которого выполнены в глубоких выстоявшихся скважинах Северного Сахалина [2].

Таким образом, оценив по палеоплотным разрезам v – скорость осадконакопления каждой

свиты, определив q_1 – неискаженный осадконакоплением тепловой поток, зная параметры $A_0, \lambda_0, \lambda_1, a_0, a_1$, решением прямой задачи геотермии определяем для каждого расчетного профиля температуры U в осадочной толще в заданные моменты t (на конец формирования каждой свиты) с заданной дискретностью по глубине z .

Нутовскому времени (конец неогена) соответствует максимальная прогретость осадочной толщи. Наложение нутовского палеотемпературного разреза на современный разрез определяет положение основных зон нефте-газообразования на современном разрезе (рис. 3).

Далее, результаты палеопрфилирования вдоль 11-ти региональных профилей интерполированы в карты распределения максимальных палеотемператур на кровле окобыкайских отложений (рис. 4), на кровле дагинских отложений (рис. 5), на подошве дагинских отложений (рис. 6) и на подошве уйнинских отложений (рис. 7).

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕКОМЕНДАЦИИ

На разрезах (рис. 3) показано распределение максимальных палеоизотерм. Температуры более 150°C – благоприятные для образования преимущественно газоконденсата в неогеновых отложениях Северного Сахалина (по данным А. И. Уткиной, 1973).

На большинстве расчетных профилей на значительном их протяжении верхняя зона газообразования приурочена к нутовским и окобыкайским отложениям. В результате эрозионных процессов в западных частях профилей 155, 196, 197 (за пределами контура показанного района исследований) эта зона может начинаться прямо с поверхности. В восточных частях профилей верхняя граница зоны погружается в дагинские отложения.

Главная зона нефтеобразования на большинстве профилей начинается в дагинской свите, лишь на профилях 121, 124, 125 – в окобыкайской свите. В восточных частях всех профилей она погружается в более древние отложения.

Верхняя граница нижней зоны интенсивного газообразования и генерации газоконденсата отмечается на профилях 121, 124, 125 в нижней части дагинской толщи, погружаясь в уйнинские отложения в восточных частях этих профилей. На остальных профилях она выделяется в их наиболее погруженных частях в уйнинских отложениях.

Верхняя граница преимущественно газоконденсатной зоны (150°C) отмечается лишь на профилях 121, 124, 125, 207, 208 в нижних частях уйнинских отложений в наиболее погруженных частях разрезов.

Таблица 2 Результаты решения обратных задач геотермии на профилях в Нышско-Тымском прогибе Сахалина.

№ п. п.	Название скважины	Интервал глубин температурных замеров в скважине, м	Количество определений температур в скважине	Диапазон измеренных температур в скважине, $^{\circ}\text{C}$	Среднеквадратическая невязка измеренных и расчетных температур, $^{\circ}\text{C}$.	Расчитанный тепловой поток через поверхность основания, мВт/м ²	Расчитанный поверхностный тепловой поток, мВт/м ²	Номер расчетного профиля в окрестностях скважины
1.	Анатольевская 1	452–3600	6	13,5–94,8	$\pm 4,0$	61,0	45,6	224
2.	Верхне-Нышская 1	2230–4340	8	65,5–111,0	$\pm 7,7$	59,6	46,8	186
3.	Голубичная 1	2610–3060	3	69,8–85,5	$\pm 0,4$	64,2	49,1	181
4.	Западно-Татамская 1	1500–2440	3	45,7–72,0	$\pm 3,5$	63,8	53,1	155
5.	Западно-Татамская 6	1700–2420	3	49,5–72,5	$\pm 1,1$	67,1	54,4	155
6.	Западно-Татамская 3	1910–2880	3	54,3–78,2	$\pm 4,6$	61,2	46,8	124
7.	Западно-Татамская 7	2220–2910	3	61,0–84,3	$\pm 3,4$	61,5	49,5	125
8.	Верхне-Татамская 3	1550–2300	3	45,1–65,1	$\pm 3,3$	65,5	51,7	124
9.	Верхне-Татамская 1	1500–2390	3	40,8–64,7	$\pm 1,9$	65,0	50,2	125
	Среднее			65	$\pm 3,3$	63,2	49,7	

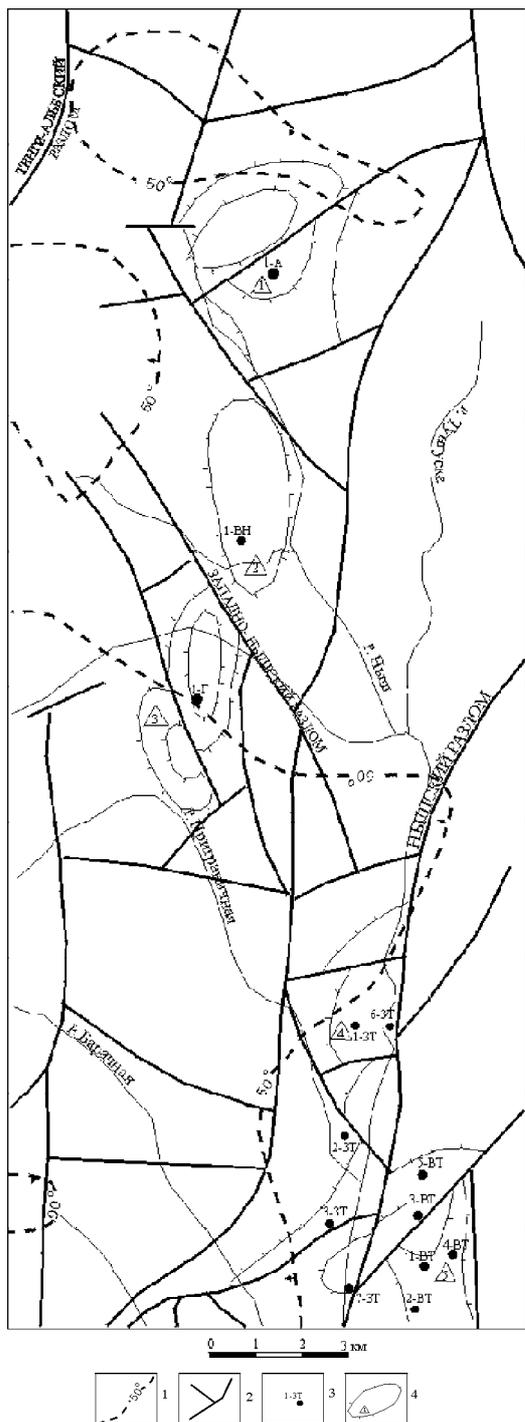


Рис. 4. Схематическая карта распределения максимальных палеотемператур на кровле окобыкайских отложений зоны Верхне-Татамского, Западно-Татамского, Верхне-Нышского месторождений и Анатолевской структуры в Нышко-Тымском прогибе.

1 - палеоизотермы, 2 - разрывные нарушения; 3 - поисковые скважины, номер скважины и сокращенное название площади: А - Анатолевская, ВН - Верхне-Нышская, Г - Голубичная, ЗТ - Западно-Татамская, ВТ - Верхне-Татамская; 4 - локальные антиклинальные складки и их номера: 1 - Анатолевская, 2 - Верхне-Нышская, 3 - Голубичная, 4 - Западно-Татамская, 5 - Верхне-Татамская.

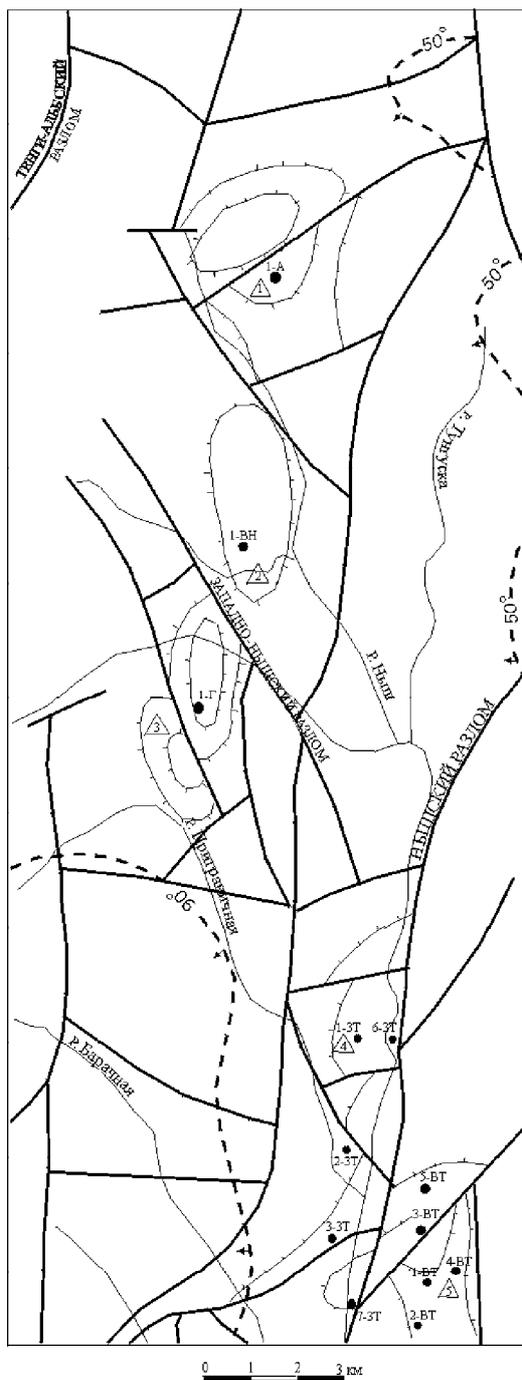


Рис. 5. Схематическая карта распределения максимальных палеотемператур на кровле дагинских отложений зоны Верхне-Татамского, Западно-Татамского, Верхне-Нышского месторождений и Анатолевской структуры в Нышко-Тымском прогибе.

Условные обозначения те же, что на рис. 4.

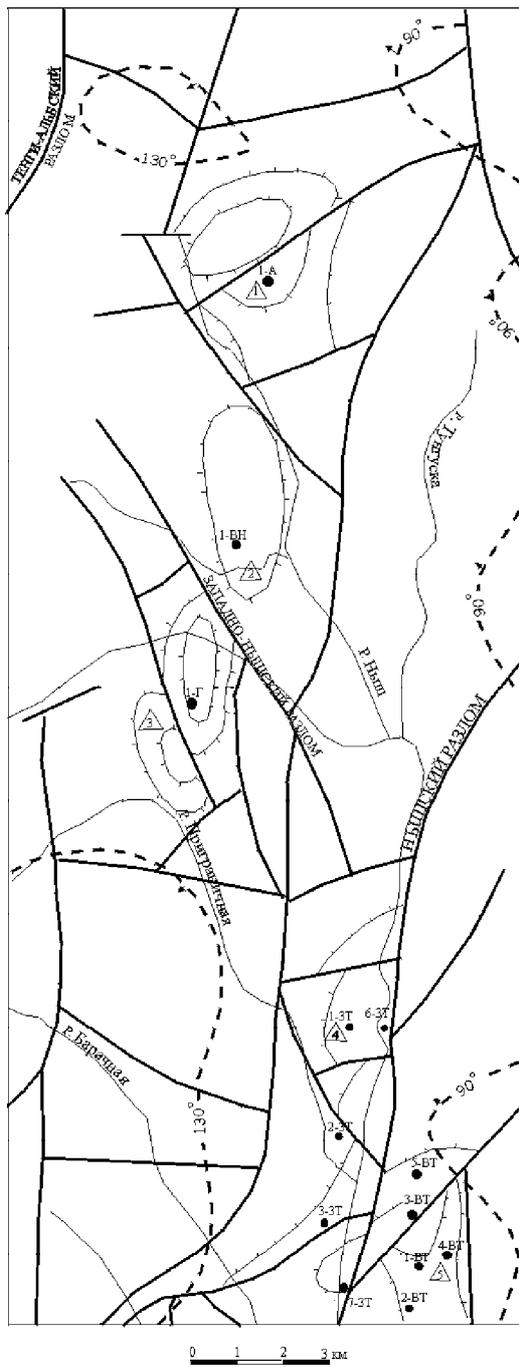


Рис. 6. Схематическая карта распределения максимальных палеотемператур на подошве дагинских отложений зоны Верхне-Татмского, Западно-Татмского, Верхне-Нышского месторождений и Анатолевской структуры в Нышко-Тымском прогибе.

Условные обозначения те же, что на рис. 4.

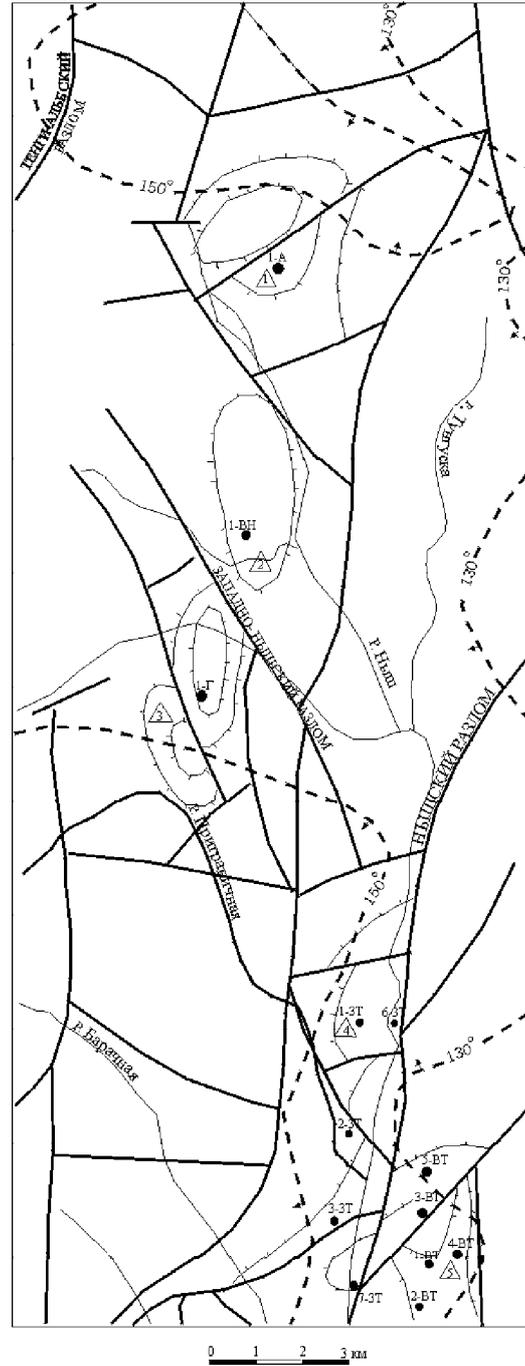


Рис. 7. Схематическая карта распределения максимальных палеотемператур на подошве уйинских отложений зоны Верхне-Татмского, Западно-Татмского, Верхне-Нышского месторождений и Анатолевской структуры в Нышко-Тымском прогибе.

Условные обозначения те же, что на рис. 4.

Для контроля рассчитанных палеотемпературных разрезов выполнено сопоставление расчетных максимальных палеотемператур с результатами определений отражательной способности витринита, полученными в петрографо-минералогической лаборатории ГП «Востокгеология» (табл. 3). Из таблицы видно, что между расчетными (модельными) и экспериментальными (прямыми) определениями палеотемператур расхождение находится в пределах 10%.

На рис. 4–7 приведены схематические карты распределения максимальных палеотемператур в неогеновых и неоген-палеогеновых отложениях, позволяющие прогнозировать фазовое состояние УВ в окобыкайской, дагинской и уйнинской свитах.

В окобыкайских отложениях (рис. 4) в районе исследований Нышско-Тымского прогиба палеотемпературные условия благоприятны для генерации газа (верхняя зона газообразования). Лишь в юго-западной части района (рис. 5) в низах свиты достигаются температуры главной зоны нефтеобразования.

В дагинских отложениях на большей части района исследований температурные условия благоприятны для формирования нефти. Лишь на юго-западе и северо-западе (незначительно) в низах дагинской свиты возможна генерация газа нижней зоны газообразования (рис. 6).

В неоген-палеогеновых (уйнинских) отложениях на значительной части территории температурные условия соответствуют нижней зоне газообразования, на юго-западе и на севере – преимущественно генерации газоконденсата (рис. 7). Небольшой участок в юго-восточной части соответствует главной зоне нефтеобразования.

В табл. 4 приведено сопоставление результатов испытаний продуктивных интервалов скважин с прогнозными оценками фазового состояния УВ. Из таблицы следует, что залежи УВ, выявленные скважинами в окобыкайских отложениях, соответствуют

высокотемпературным стадиям катагенеза, которые в этих отложениях в процессе осадконакопления не достигались. Генерация УВ, отобранных в процессе испытаний, возможна, в основном, в нижележащих уйнинских (материнских) отложениях, а скважина Верхне-Татамская 4, в которой из окобыкайских отложений отобраны пробы нефти, расположена непосредственно в зоне, благоприятной для генерации нефти в дагинских отложениях. Все это позволяет сделать вывод о том, что в исследуемом районе Нышско-Тымского прогиба в формировании залежей УВ значительную роль играет разломная тектоника. УВ, находящиеся на стадиях преобразования ОВ, соответствующих температурным условиям в дагинских (нефть) и в уйнинских (газ, газоконденсат) отложениях, по разломам мигрируют вверх в окобыкайские отложения, где литологическая обстановка способствует аккумуляции УВ в залежи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Совместное рассмотрение карт распределения локальных разуплотнений в окобыкайских отложениях (рис. 2) и прогноза фазового состояния УВ в окобыкайских, дагинских и уйнинских отложениях (рис. 4–7) позволяет определить комплекс факторов нефтегазоносности: структурный (антиклинальная складка); литологический (локальное разуплотнение), палеотемпературный (фазовое состояние УВ); структурно-тектонический (система разрывных нарушений). С учетом этих факторов рекомендуются перспективные объекты для последующих поисковых работ:

1) антиклинальная складка замкнутого контура, расположенная северо-западнее Анатольевской структуры. В пределах складки в окобыкайских отложениях выявлено разуплотнение – литологическая неоднородность, наиболее благоприятная для аккумуляции УВ. Объект обрамляется разрывными нарушениями, могущими служить подводящими каналами для газа и газоконденсата из материнских уйнин-

Таблица 3. Сопоставление палеотемператур, определенных по отражательной способности витринита (ОСВ) и рассчитанных моделированием, в Нышско-Тымском прогибе Сахалина.

№ п.п.	Название скважины	Интервал глубин, м	Палеотемпературы, °С			Номер расчетного профиля в окрестностях скважины
			по ОСВ	Расчетные	Разница	
1.	Верхне-Нышская 1	3882	105	103	2	186
2.	Верхне-Нышская 1	4067–4070	125	113	12	186
3.	Голубичная	3799–3800	102–112	112	5	181
4.	Западно-Татамская 1	2147–2154	65–67	65–67	0	155
5.	Медвежинская 1	3061–3069	95	85	10	121 (за пределами контура показанного района исследований)

Таблица 4. Сопоставление результатов испытаний продуктивных интервалов скважин и прогнозных оценок фазового состояния УВ, полученных при палеотемпературном моделировании, в Нышско-Тымском прогибе Сахалина.

№ п.п.	Название скважины	Интервал испытаний, м	Результаты испытаний (вид УВ)	Вскрытые отложения (индекс свиты)	Прогноз материнских отложений (индекс свиты)	Номер расчетного профиля в окрестностях свиты
1.	Верхне-Нышская 1	1900–2150	газ	ok	ok, un	186
2.	Верхне-Нышская 1	2140–2151	газоконденсат	ok	un	186
3.	Верхне-Нышская 1	2163–2172	газоконденсат	ok	un	186
4.	Западно-Татамская 1	1750–2150	газ, газоконденсат	ok	un	155
5.	Верхне-Татамская 1	1560–1970	газ, газоконденсат	ok	un	125
6.	Верхне-Татамская 4	1574–1591	нефть	ok	dg	124

ских отложений, а также для нефти из материнских дагинских отложений;

2) перспективная Верхне-Нышская антиклинальная складка, окобыкайские отложения которой практически полностью представлены разуплотненной литологической неоднородностью, эпицентр которой смещен к северо-востоку от скважины 1-ВН. Обрамляющие разрывные нарушения являются, вероятно, каналами миграции газа из материнских уйнинских отложений и нефти из материнских дагинских отложений;

3) перспективная Голубичная антиклинальная складка, окобыкайские отложения которой, большей частью, представлены разуплотненной литологической неоднородностью, эпицентр которой смещен к северу от скважины 1-Г. Генезис и фазовое состояние флюида должны быть аналогичными объекту Верхне-Нышской складки;

4) Западно-Татамская антиклинальная складка, наиболее перспективная в северном блоке, где окобыкайские отложения представлены наиболее разуплотненной литологической разностью. Тектонические нарушения могут быть подводящими каналами в равной мере и газа из уйнинских отложений, и нефти из дагинских отложений;

5) Верхне-Татамский объект, который является, вероятно, чисто структурной (антиклинальной) ловушкой для нефти из дагинских, нефти и газа из уйнинских отложений.

Следует обратить внимание, что Западно-Татамская и Верхне-Татамская антиклинальные складки в настоящее время достаточно детально опробованы глубокими скважинами, давшими притоки газа, газоконденсата и нефти. Этот факт свидетельствует об адекватности прогноза для этих объектов,

выполненного по результатам математического моделирования в геофизических полях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ. Геология. 1969. № 6. С. 3–27.
2. Веселов О. В., Волкова Н. А., Соинов В. В. Геотермические исследования на Северном Сахалине // Геофизические поля северо-запада Тихоокеанского подвижного пояса. Владивосток, 1976. С. 77–80.
3. Веселов О. В., Волкова Н. А. Радиоактивность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа. Владивосток, 1981. С. 51–70.
4. Волкова Н. А., Веселов О. В., Кочергин А. А. Теплопроводность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа. Владивосток, 1981. С. 44–50.
5. Галушкин Ю. И., Смирнов Я. Б. Термическая история осадочных бассейнов: экспресс-методы оценки теплового потока // Геология и геофизика. 1987. № 11. С. 105–112.
6. Дучков А. Д., Галушкин Ю. И., Смирнов Л. В., Соколова Л. С. Эволюция температурного поля осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 1990. № 10. С. 51–60.
7. Исаев В. И., Пятаков Ю. В. Решение прямой задачи гравиметрии для трехмерных блоково-градиентно-слоистых сред // Геофиз. журн. 1990. Т. 12, № 3. С. 72–79.
8. Исаев В. И., Пятаков Ю. В., Рузич Н. М., Старостина Р. Ю., Швец Л. Г., Ягольницер К. М. Объемное моделирование в гравитационном поле плотности сейсмического тела // Интерпретация гравитационных и магнитных полей. Киев, 1992. С. 145–155.
9. Исаев В. И., Волкова Н. А., Ним Т. В. Решение прямой и обратной задач геотермии в условиях седиментации // Тихоокеан. геология. 1995. Т. 14, № 3. С. 73–80.

10. Исаев В. И., Волкова Н. А. Прогнозные оценки перспективности объектов нефтегазопроисковых работ методами геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Тихоокеан. геология. 1997. Т. 16, № 2. С. 58–67.
11. Исаев В. И., Волкова Н. А. Оценка нефтегазоносности меловых отложений зоны Центрально-Сахалинского разлома по результатам математического моделирования // Тихоокеан. геология. 1998. Т. 17, № 6. С. 115–118.
12. Исаев В. И., Юрчук А. А. Дальневосточный региональный банк геолого-геофизических данных (нефть и газ) // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. II. Томск, 2000. С. 413.
13. Келлер М. Б., Зиновьев А. А., Белонин М. В. Состояние и перспективы развития ресурсной базы УВ сырья Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России // Программа региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Томск, 18–23 сентября 2000. С. 3.
14. Кисловский О. А., Исаев В. И. О концептуальной модели создания Государственного Дальневосточного регионального банка геолого-геофизической информации по нефти и газу (ДВ АБНД-НГ) // Тихоокеан. геология. 1998. Т. 17, № 1. С. 131–140.
15. Конторович А. Э., Трофимук А. А. К методике изучения истории залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1973. № 7. С. 18–24.
16. Косыгин В. Ю., Исаев В. И., Пятаков Ю. В., Швец Л. Г. Методика количественной интерпретации аномального гравитационного поля с использованием блоково-градиентных моделей // Тихоокеан. геология. 1994. № 1. С. 124–129.
17. Кукал З. Скорости геологических процессов. М.: Мир, 1987. 246 с.
18. Максимов С. П., Калинин М. К., Бортнева Т. А., Молодых Г. Н. Геотермические условия развития цикла нефтегазообразования // Геология нефти и газа. 1975. № 11. С. 35–41.
19. Нейман В. Б. Теория и методика палеотектонического анализа. М.: Недра, 1984. 80 с.
20. Нестеров И. И., Шпильман В. И. Теория нефтегазонакопления. М.: Недра, 1987. 232 с.
21. Романовский С. Н. Седиментологические основы литологии. Л.: Недра, 1977. 408 с.
22. Старостенко В. И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка, 1978. 228 с.
23. Филипов Ю. А., Болдушевская Л. Н., Кригин В. А., Конторович А. А., Меленевский В. Н. Применение пиролиза для изучения катагенеза органического вещества мезозойских отложений Енисей-Хатангской и северо-восточной части Пур-Тазовской нефтегазоносных областей // Геология и геофизика. 1999. Т. 40, № 12. С. 1837–1842.
24. Филипов Ю. А., Петрешина Ю. В., Богородская Л. И., Конторович А. А., Кригин В. А. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей // Геология и геофизика. 1999. Т. 40, № 9. С. 1362–1374.
25. Isaev V. I., Pyatakov Yu. V. Solution of an Inverse Linear 2-D Gravimetric Problem for Sedimentary Cross-Sections // Geophys. J. 1997. V. 16. P. 393–406.

Поступила в редакцию 30 октября 2000 г.

Рекомендована к печати Ю.Ф.Малышевым

V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, V.V. Sokolova

Prediction of oil-and- gas presence for the objects of exploration works in sedimentary basins of the Sakhalin Island from the results of geodensity and paleotemperature modeling

Methods, experimental data and results of geodensity, paleotectonic and paleotemperature modeling of the sedimentary deposits of the Nysh-Tym' trough of the Sakhalin Island were considered. Direct sings of a degree of organic matter katagenesis and conditions for the formation of hydrocarbon accumulations – vitrinite reflectance and the results of fluid tests from deep wells - were taken as reference data. Schematic maps of distribution of in-situ unconsolidations of the Okobykaiisky deposits and distribution of maximum paleotemperatures, prediction of HC phase state in Okobykaiisky, Daginskye and Uinsky deposits were compiled. Local objects in the Okobykaiisky deposits are recommended for exploration works with an account of the lithological and paleotemperature factors. The results of the test of automated technology of geodensity modeling and paleoprofiling developed in Dalinformgeocentre were summed up for the solution of problems of prediction in petroleum geology for four sedimentary basins of Sakhalin. An actual task was formulated for implementation of mathematical models on modern computer equipment and also technology of oil-and-gas presence, applying new numerical methods of modeling of non-stationary geophysical fields for solution prediction problems within 34 sedimentary basins of the Far East and Northeast of Russia.

ДИСКУССИЯ

Теоретическая основа методики моделирования, применяемая авторами статьи, не вызывает возражений, так же как и практическое моделирование плотностных разрезов. Хотя выделение зон с улучшенными коллекторскими свойствами на основании модельных плотностных разуплотнений величиной менее $0,05 \text{ г/см}^3$ вряд ли можно рекомендовать как поисковый критерий, особенно в зонах сложной разломной тектоники, больше замечаний вызывают результаты моделирования термической истории осадочного бассейна Нышско-Тымского прогиба. При палеотемпературном моделировании авторами были приняты или нереально высокие скорости осадконакопления (V_s), или крайне короткие периоды накопления этих толщ. Но ни первое, ни второе, по-моему, не соответствует геологическим данным, так как V_s в неогене не превышали $0,04 \text{ см/год}$. При таких скоростях тепловой поток q_ϕ на кровле фундамента, имеющего меловой возраст, не превышает тепловой поток q_n в верхней части осадочного чехла при мощности последнего не более 5 км. Однако по материалам моделирования, представленных в статье (табл. 2), величина q_ϕ достигает $63\text{--}67 \text{ мВт/м}^2$ и превышает q_n более чем на 20 %. В таком случае термограммы в скважинах прогиба должны иметь характер вогнутых кривых. В действительности практически во всех исследованных скважинах прогиба термограммы имеют вид линейных прямых, что свидетельствует, прежде всего, о стационарности температурного режима в осадочном чехле в плиоцен – плейстоценовый период. Кстати, это свидетельствует также о близости теплофизических характеристик пород всех толщ разреза. Согласно нашим расчетам, ТП на кровле фундамента в верхненутовское время почти не отличался от современного, равного поверхностному ТП за вычетом радиогенной составляющей осадочного чехла, доля которого равна 4 мВт/м^2 . По нашим оценкам в интервале глубин $1500\text{--}3500 \text{ м}$ (отложения окобыкаинской и дагинской свит) средний геотемпературный градиент равен $28 \pm 1^\circ\text{C/км}$, а тепловой поток – $46 \pm 2 \text{ мВт/м}^2$. О стабильности температурного режима в период формирования осадочного чехла от позднедагинского до поздненутовского времени свидетельствуют данные о палеотемпературах, определенных по отражательной способности витринита (ОСВ). Эти температуры фактически совпадают с современной осредненной термограммой скважин Нышско-Тымовского прогиба. Рассчитанный авторами q_ϕ завышен примерно на четверть не только согласно нашим расчетам, но и расчетам самих авторов, если детально проанализировать данные, представленные в табл. 2 и 3. Это, в частности, объясняется завышенным значением коэффициента теплопроводности (λ_ϕ) в верхах фундамента, т. к. λ_ϕ пород позднемезозойского возраста в среднем равен $1,9 \text{ Вт/(м·град)}$. Следует отметить, что применение экспресс-методов оценки ТП для восстановления термической истории ОБ по методике Ю.И. Галушкина и Я.Б. Смирнова (1987 г.), которая, судя по ссылке, знакома авторам, дает более достоверную оценку изменения ТП во времени. Далее, касаясь принятой авторами оценки катагенетической зональности (со ссылками на работы А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова и других), отметим, что она более подходяща для шкалы преобразования ОБ в осадочных толщах Западной Сибири, но для ОБ Дальнего Востока более достоверна температурная градация катагенеза углеводородов, предложенная Н.Б. Вассоевичем, Б. А. Соколовым, В.Н. Холодовым с соавторами, согласно которой главная фаза нефтегенерации (ГФН) в аргиллито-глинистых толщах кайнозойского возраста находится в диапазоне $90\text{--}150^\circ\text{C}$, причем в интервале $120\text{--}130^\circ\text{C}$ завершается дегидратация глин. При этом адсорбированная и межслоевая вода покидает глинистые минералы, что, по мнению Б.А. Соколова, способствует реализации ГФН. Следовательно, в прогибе нефтематеринской толщей являются также уйнинские отложения, по крайней мере их верхняя часть. Регрессивная стадия существования УВ в материнских толщах Северо-Сахалинских нефтегазовых месторождений наступает при достижении градации литогенеза $МК_4$ при температурах $> 200^\circ\text{C}$, что соответствует $R_o > 1,2\%$. Аналогичная обстановка характерна и для УВ в осадках Нышско-Тымовского прогиба. Поэтому верхняя граница нижней зоны оптимального газообразования и генерации газоконденсатов находится несколько глубже отметки, обозначенной в статье, и в целом зона интенсивного образования газоконденсата мощнее, чем следует из представленных расчетов. Результаты испытаний в скважинах, по нашему мнению, подтверждают это заключение.

О.В. Веселов