

## ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗОНЫ ЦЕНТРАЛЬНО-САХАЛИНСКОГО РАЗЛОМА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МАГМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**В.И.Исаев, Н.А.Волкова**

ГП Дальинформгеоцентр, г. Южно-Сахалинск

На основе данных сейсмогравиметрии и математического моделирования процесса теплопередачи в условиях осадконакопления построены разрезы, карты распределения плотности и максимальных палеотемператур в меловых отложениях юга Сахалина. Выполнены прогнозные оценки нефтегазоносности мелового осадочного комплекса Сусунайской впадины в зоне Центрально-Сахалинского разлома.

### ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ И МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Методика прогнозных оценок нефтегазоносности осадочных бассейнов изложена в статье [6].

Она включает в себя следующие основные этапы:

- построение плотностных и температурных разрезов вдоль сейсмогеологических профилей;
- палеоплотностные и палеотемпературные реконструкции;
- построение прогнозных плотностных и палеотемпературных карт исследуемых осадочных отложений.

По современным геолого-геофизическим представлениям в осадочном чехле Сусунайской впадины выделяются два региональных стратиграфических несогласия (предаракайский и предмаруямский размывы). Верхнемеловые отложения в Сусунайской впадине полностью выклиниваются вдоль погребенного ее восточного борта (рис.1). В районе западного борта впадины кровля их залегает на глубине 2.5-3.0 км, а мощность достигает 1.5-2.0 км.

Отсутствие в кайнозойском разрезе палеоген-среднемиоценовых отложений позволяет предположить существование в это время поднятия, сложенного

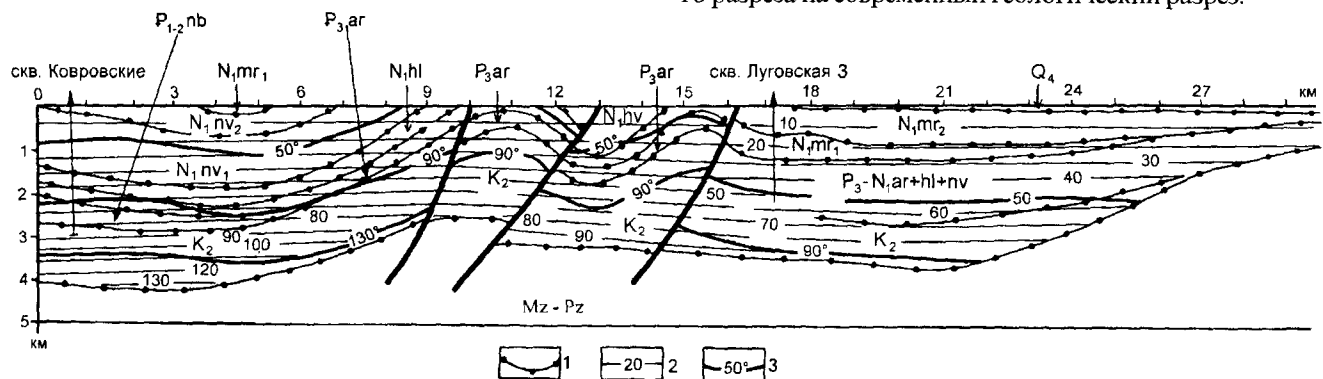
меловыми образованиями и подвергавшегося размыву (предаракайский размыв). Мощность комплекса могла достигать 1500 м.

Отложения верхнеомиоцен-плиоценового яруса (преимущественно маруямская свита) с размывом, стратиграфическим, а на поднятиях и угловым, несогласием залегают на различных горизонтах нерасчлененной толщи ( $N_1nv+hl+P_3ar$ ) свит. Мощность этих отложений порядка 1500 м.

На границе плиоцен-четвертичной системы произошла активизация тектонических движений (Сахалинская фаза складчатости), в результате чего в конце плиоцена вся территория была выведена из-под уровня моря.

Эти представления о геолого-тектонической истории развития исследуемого региона были положены в основу палеоплотностных и палеотемпературных реконструкций. Расположение сейсмопрофилей, подвергшихся палеорекострукциям, приводится на рис. 2.

Максимальной мощности осадочные отложения достигали в конце маруямского времени. Соответственно на это время приходится и максимальная прогретость осадочной толщи. Определение положения основных зон нефте- и газообразования в современном разрезе достигается наложением маруямского палеотемпературного разреза на современный геологический разрез.



**Рис.1.** Геологический разрез по профилю IV-IV

1-границы стратиграфических горизонтов; 2-изотермы современных температур; 3-изотермы палеотемператур.

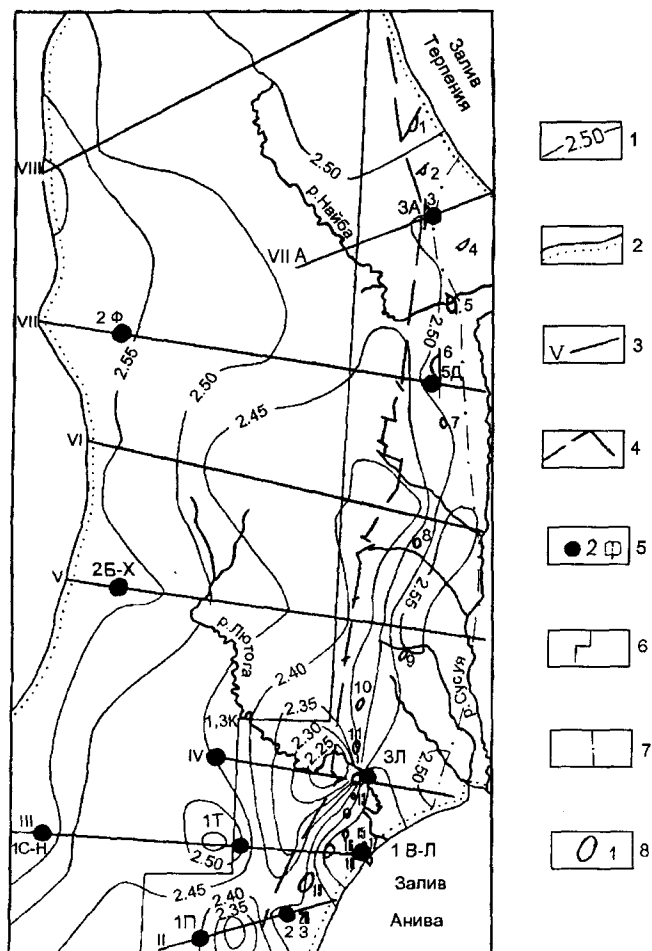


Рис. 2. Схематическая карта распределения абсолютных значений плотности верхнемеловых отложений Юго-Западный Сахалин и Сусунайская впадина.

1 - изолинии плотности; 2 - береговая линия; 3 - расчетные профили; 4 - Центрально-Сахалинский разлом; 5 - поисковые и параметрические скважины, номер скважины и сокращенное название площади: Ф - Форельская, А - Айская, Д - Долинская, Б-Х - Больше-Холмская, К - Ковровская, Л - Луговская, З - Зеленодольская, П - Приоточная, С-Н - Северо-Невельская, В-Л - Восточно-Луговская; 6 - контур исследуемой зоны Центрально-Сахалинского разлома; 7 - восточная граница распространения верхнемеловых отложений; 8 - антиклинальные структуры и их номера: 1 - Северо-Айская; 2 - Айская; 3 - Поярковская; 5 - Северо-Долинская; 6 - Долинская; 7 - Такойская; 8 - Владимировская; 9 - Троицкая; 10 - Успенковская; 11 - Северо-Луговская; 2 - Луговская; 13 - Заречная; 14 - Южно-Луговская; 5 - Золоторыбная; 16 - Малиновская; 17 - Машковская; 18 - Восточно-Луговская; 19 - Лозинская; 20 - Зеленодольская.

Теплофизические параметры, необходимые для температурного моделирования, определялись следующим образом.

Средняя теплопроводность пород, вскрытых каждой расчетной колонкой, оценивалась исходя из геологического разреза и экспериментальных определений теплопроводности пород, формирующих осадочный комплекс Сахалина [4]. Изменение ее величины по разрезу составило 1.1-1.7 Вт/м.град.

Удельная теплогенерация осадочных пород на основании определений, выполненных на образцах из скважин Сахалина, принималась равной 1.22 мкВт/м<sup>3</sup> [2].

Величина теплового потока через поверхность подстилающего основания определялась путем математического моделирования процесса теплопередачи через осадочные разрезы, вскрытые скважинами, расположенными непосредственно на расчетных профилях (рис.3) [5]. В этих скважинах также были выполнены натурные определения величины поверхностного теплового потока [3]. Величина его в скважинах Сусунайской впадины изменяется в пределах 45.4-52.8 мВт/м<sup>2</sup> при среднем значении 47.5. Полученный в результате математического моделирования поверхностный тепловой поток составил 44.0-52.2 мВт/м<sup>2</sup> при среднем значении 49.8. Различие между средними значениями смоделированного и наблюдаемого тепловых потоков составляет 2.4 мВт/м<sup>2</sup>, что не выходит за пределы погрешности натурных наблюдений (10%).

По результатам математического моделирования глубинный тепловой поток для Сусунайской впадины получился равным 60 мВт/м<sup>2</sup>.

С использованием этих теплофизических характеристик путем математического моделирования [5] были получены палеотемпературные разрезы вдоль профилей II-VIII в Сусунайской впадине. На рис. 1 в качестве примера представлено распределение максимальных палеотемператур вдоль профиля IV-IV.

Так как объектом исследований в данной работе является меловой осадочный комплекс, то результаты палеопроектирования вдоль сейсмогеологических профилей II-VIII были вынесены на карты распределения максимальных палеотемператур (прогнозные карты) на кровле и подошве меловых отложений с целью оценки фазового состояния углеводородов в этом осадочном комплексе (рис.3,4). Катагенетическая зональность принималась в соответствии с [1,7 и др.].

Полагаем, что верхней зоне газообразования соответствует температурный интервал 50-90°C (степень катагенетической преобразованности углеводородов МК<sub>1</sub>), главной зоне нефтеобразования - интервал 90-130°C (МК<sub>2</sub>). При более высоких температурах условия благоприятны для генерации газа и газоконденсатных систем. При температурах, превышающих 200°C, промышленные запасы нефти отсутствуют.

#### ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И МЕХАНИЗМОВ МИГРАЦИИ УВ

Как следует из прогнозных карт (рис.3,4), в верхней части меловых отложений возможно существование нефтяных (в западной части Сусунайской впадины) и газовых (в восточной ее части) залежей. Вблизи подошвы меловых отложений на востоке Сусунайской впадины создаются температурные условия, соответствующие главной зоне нефтеобразования. Западные температурные условия благоприятствуют существованию углеводородов в газоконденсатной и газовой

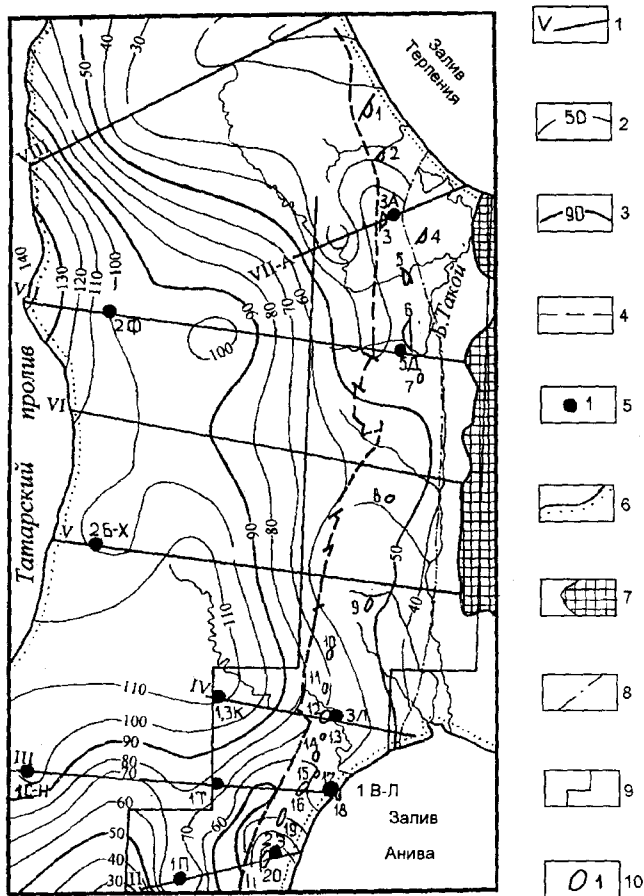


Рис.3. Схематическая карта распределения максимальных палеотемператур на кровле меловых отложений. Юго-Западный Сахалин и Сусунайская впадина.

1- расчетные профили; 2- палеоизотермы; 3- палеоизотермы, определяющие положение зон газо-нефтеобразования; 4- Центрально-Сахалинский разлом; 5- поисковые и параметрические скважины, номер скважины и сокращенное название площади: Ф- Форельская, А- Айская, Д- Долинская, Б-Х- Больше-Холмская, К-Ковровская, Л- Луговская, З-Зеленодольская, П-Приточная, С-Н- Северо-Невельская, В-Л- Восточно-Луговская; 6- береговая линия; 7- зона выхода фундамента на дневную поверхность; 8- восточная граница распространения верхнемеловых отложений; 9- контур исследуемой зоны Центрально-Сахалинского разлома; 10- антиклинальные структуры и их номера: 1- Северо-Айская; 2- Айская; 3- Полярковская; 4- Восточно-Полярковская; 5- Северо-Долинская; 6- Долинская; 7- Такойская; 8- Владимировская; 9- Троицкая; 10- Успеновская; 11- Северо-Луговская; 12- Луговская; 13- Заречная; 14- Южно-Луговская; 15- Золоторыбная; 16- Малиновская; 17- Машковская; 18- Восточно-Луговская; 19- Лозинская; 20- Зеленодольская.

фазах. При этом последняя соответствует нижней зоне газообразования.

Интерес представляет сопоставление результатов испытания продуктивных интервалов скважин с прогнозными оценками фазового состояния углеводородов с точки зрения возможного механизма формиро-

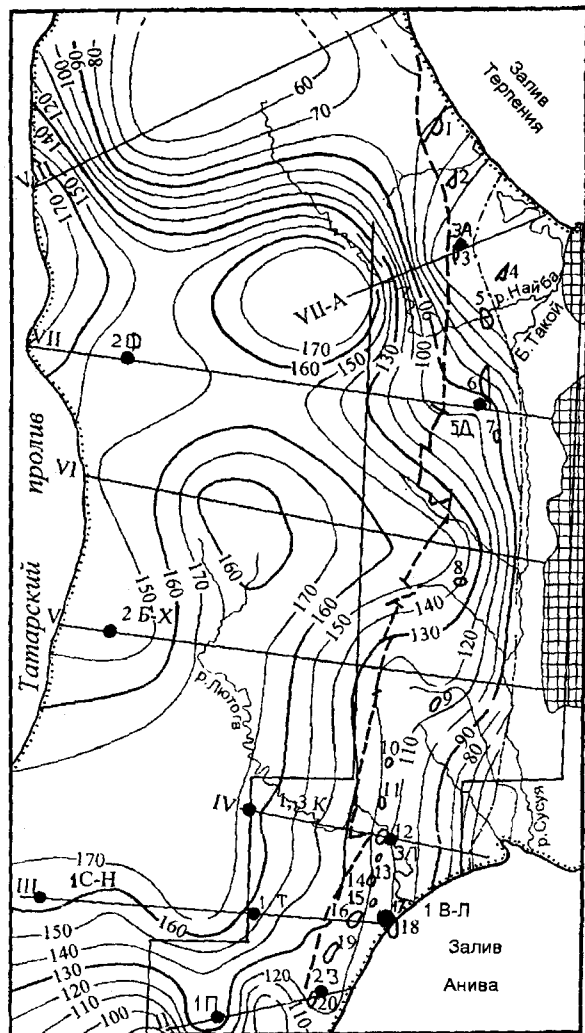


Рис.4. Схематическая карта распределения максимальных палеотемператур на подошве меловых отложений. Юго-Западный Сахалин и Сусунайская впадина.

Условные обозначения те же, что на рис. 3

вания газонефтяных залежей в Сусунайской впадине, приведенное в таблице.

Из таблицы видно, что вскрытые скважинами продуктивные горизонты располагаются в палеогеновых отложениях Сусунайской впадины. На рис.3 видно, что в этих осадочных отложениях на северо-востоке приразломной зоны Сусунайской впадины не достигаются температурные условия, соответствующие зонам нефтегазообразования. В центральной и южной частях этой зоны температурные условия ужесточаются и соответствуют верхней зоне газообразования. В скважинах, расположенных восточнее Центрально-Сахалинского разлома, горизонты, в которых регистрируются газопроявления, располагаются либо выше основных зон газонефтегенерации (скв. Луговская №3, Восточно-Луговская №1), либо температурные условия, соответствующие этим зонам, вообще не достигаются (скв. Айская №3). Присутствие газа мо-

жет быть обусловлено миграцией либо из подстилающих осадочных отложений, либо по разломной зоне. Кроме того, обратная гидрохимическая зональность, ярко проявившаяся на Восточно-Луговском месторождении, позволяет предположить, что в Сусунайской впадине в прифронтальной зоне разлома из-под надвига по фундаменту поступают газонасыщенные отжимные воды, которые, поднимаясь вверх, дегазируют. Этот механизм, возможно, более предпочтителен для газопроявления в скв. Айская №3.

В скважинах, расположенных западнее Центрально-Сахалинского разлома (Ковровская №1, Северо-Невельская №1), результаты испытаний удовлетворительно согласуются с прогнозными оценками. Это может свидетельствовать о том, что температурные условия, благоприятные для газонефтегенерации, здесь могут достигаться в местах газопроявлений и процессы миграции углеводородов не играют решающей роли.

Таким образом, основные факторы, определяющие перспективы нефтегазоносности в зоне Центрально-Сахалинского разлома, сводятся к следующему:

1. палеотемпературный фактор;
2. литологический фактор (наличие локальных разуплотнений);
3. наличие в подстилающих отложениях материнских (УВ-производящих) пород;
4. близость к зоне Центрально-Сахалинского разлома, разрывные нарушения которого могут служить подводными каналами из нижележащих материнских отложений.
5. близость к зоне выклинивания меловых отложений, которая может рассматриваться как зона разгрузки отжатого газонасыщенного флюида.

С учетом всех перечисленных факторов, наиболее перспективными районами по прогнозным оценкам могут быть довольно узкая полоса вдоль оси Центрально-Сахалинского разлома между профилями II и VI и зона выклинивания меловых отложений между профилями VI и VIIA. В первом из указанных выше районов поперечная зональность с востока на запад должна выглядеть так: газ - нефть - газоконденсат - газ. К этому району тяготеют Успеневская, Северо-

Луговская, Луговская, Лозинская антиклинальные структуры. Во втором перспективном районе в зоне выклинивания меловых отложений в ловушках должен, по-видимому, аккумулироваться преимущественно газ первой генерации. К этой полосе тяготеют Поярковская и Северо-Долинская антиклинальные структуры.

## ВЫВОДЫ

Исходя из установленной по температурному режиму катагенетической зональности, в пределах территории исследований можно ожидать залежи (in situ):

- газовые, в верхней части меловых отложений, южнее профиля VII;
- нефтяные и газоконденсатные, в нижней части меловых отложений, южнее профиля VII;
- газовые первой генерации и нефтяные, в нижней части меловых отложений, севернее профиля VII.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Аммосов И.И. и др. Палеогеотермия и нефтегазоносность. М: Наука, 1982.
2. Веселов О.В., Волкова Н.А. Радиоактивность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа / ДВНЦ АН СССР. Владивосток, 1981. С. 51-70
3. Веселов О.В., Липина Е.Н. Каталог данных о тепловом потоке Востока Азии, Австралии и Запада Тихого океана. Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1982.
4. Волкова Н.А., Веселов О.В., Кочергин А.А. Теплопроводность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа / ДВНЦ АН СССР. Владивосток, 1981. С. 44-50.
5. Исаев В.И., Волкова Н.А., Ним Т.В. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации // Тихоокеан. геология. 1995. №3. С. 73-80.
6. Исаев В.И., Волкова Н.А. Прогнозные оценки перспективности объектов нефтегазопроисловых работ методами геоплотностного моделирования и палеогеофизического моделирования // Тихоокеан. геология. 1997. №2. С. 58-67.
7. Сергиенко С.С. Аномалия теплового потока в нефтегазоносных районах // Изв. АН СССР, сер. геол. 1988. №2. С.115-124.

Поступила в редакцию 16 июля 1997 г.

Рекомендована к печати Мальшевым Ю. Ф.

*V.I.Isaev, N.A.Volkova*

## Evaluation of oil and gas potential of the Cretaceous deposits of the Central Sakhalin fault zone from mathematical modeling results

On the basis of seismogravimetry data and mathematical modeling of the heat transfer process in the conditions of sedimentation were produced sections, maps of density and maximum paleotemperatures distribution in the Cretaceous deposits of Sakhalin South. Forecast evaluation of oil and gas potential was provided for the Cretaceous sedimentary complex of the Susunaisky basin in the zone of the Central Sakhalin fault.