

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ВолгоградНИПИморнефть»**

Заказчик — ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»

**ПЛАН ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ  
РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ  
(КИРИНСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ  
(МОРСКОЙ УЧАСТОК))**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ  
МОДЕЛИРОВАНИЮ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА  
ПРИ ФОНТАНИРОВАНИИ СКВАЖИНЫ Р6 КИРИНСКОГО ГКМ, С  
УЧЕТОМ НАВИГАЦИОННО-ГИДРОГРАФИЧЕСКИХ И  
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЙОНА  
РАЗЛИВА (ЗИМА)**

**4993-ПЛРН3.1**

**ТОМ 3.1**

Первый заместитель генерального дирек-  
тора – Директор по развитию бизнеса –  
главный инженер

\_\_\_\_\_ А.В. Скурлатов

«25» августа 2023 г.

Главный инженер проекта

\_\_\_\_\_ В.Е. Золотарев

«25» августа 2023 г.

2023

## Содержание

Введение .....	3
1.1 Описание нефтяной модели. Распространение нефти.....	5
1.2 Обзор моделируемых процессов выветривания .....	6
2 Сценарии распространения разливов нефти.....	9
2.1 Сценарий 1А.....	10
Литература.....	43

## Введение

Для прогнозирования поведения нефти на море и определения площадей разливов использовалось математическое моделирование. Моделирование выполнялось с помощью программного продукта «PISCES 2» производства компании «Транзас», который воспроизводит процессы, происходящие в нефтяном разливе на поверхности моря: распространение, испарение, диспергирование, эмульсификация, изменение вязкости, горение, взаимодействие нефти с окружающей средой и средствами борьбы с разливами нефти.

«PISCES 2» входит в каталог программ «Catalogue of computer programs and Internet information related to responding to oil spill (MEPC 367) IMO», одобренный Международной морской организацией (ИМО).

Площадь разливов нефти напрямую связана с процессами, происходящими в нефтяном пятне и его взаимодействием с окружающей средой. К ним относятся: действие гравитационной составляющей, растекание, диффузия, испарение, диспергирование, эмульсификация и изменение вязкости нефти.

Включение гравитационной составляющей позволило учесть процесс перераспределения нефти из областей с большей толщиной в области с меньшей толщиной нефтяного пятна.

Процесс растекания приводит к увеличению площади пятна. Следуя решению Фэя, были рассмотрены три стадии растекания нефтяного пятна: гравитационно-инерционная стадия, гравитационно-вязкостная и поверхностно-вязкостная. Весь разлив был разделен на совокупность односвязных областей, которые рассматривались независимо. Для каждой области связности была вычислена скорость движения границы. Затем область была масштабирована в зависимости от изменения положения границы. При этом происходило смещение нефтяных частиц пропорционально расстоянию до центра масс области.

При моделировании также учитывались процессы взаимодействия нефтяного пятна с окружающей средой, к которым относятся процесс воздействия ветра и течений, а также процесс взаимодействия с берегом.

Диффузия вычислялась как случайная величина, распределенная по нормальному закону, с математическим ожиданием ноль и среднеквадратичным отклонением, равным скорости, рассчитанной в зависимости от течений и ветра.

При прогнозировании площадей разливов учитывалось испарение, которое приводит к уменьшению объема разлитой нефти.

Скорость естественной дисперсии была определена в зависимости от состояния моря и вязкости нефти. Увеличение вязкости нефти происходит за счет образования водяной эмульсии и за счет испарения легких фракций.

Включение эмульсификационной составляющей позволило рассчитать увеличение объема загрязняющего вещества за счет проникновения воды в массу разлитой нефти и образования эмульсии «вода-в-нефти».

Для моделирования процессов, происходящих в нефтяном пятне, был использован метод псевдокомпонент. При этом подходе нефть рассматривалась как смесь дискретных не взаимодействующих фракций, каждая со своими физическими и химическими свойствами.

При расчете предполагалось, что пятно под действием ветра и течений перемещается в направлении течений со скоростью течений, и в направлении ветра со скоростью, составляющей 3% от скорости ветра. Результирующее направление перемещения складывалось из направления ветра и течения геометрически. Движение каждой нефтяной частицы происходило независимо от других частиц. Перемещение нефти обуславливалось главным образом дрейфовой скоростью.

Параметр «Взаимодействие с берегом» позволил учесть при моделировании взаимодействие разлива с берегом. При расчетах учитывались особенности береговой черты и тип берега.

Использовалась модель с Лагранжевым подходом к описанию нефтяного пятна. Нефть представлялась ансамблем частиц, независимо перемещающихся под действием тече-

ний и ветра. Траектории нефтяных частиц являются двумерными, для их расчета использовались данные о двумерном поле течений. Влияние частиц друг на друга учитывалось только в процессах растекания и взаимодействия с преградами, в остальных процессах взаимное влияние частиц не учитывалось.

Поле течений определялось на основе базовых векторов с заданными изменениями скорости по времени. Течение в произвольной точке рассчитывалось посредством интерполирования значений базовых векторов с учетом условия непротекания на границе берега. Для вычисления использовалась триангуляция Делоне.

При моделировании разливов в качестве исходных данных были использованы: дислокация источника:

дислокация источника разлива 51°24,168' СШ и 143°53,601' ВД;  
масса разлива - 4340 т/сут; время истечения 3 суток;  
тип нефтепродукта - газовый конденсат (плотность при 20 °С - 749,0 кг/м<sup>3</sup>; при 15 °С - 752,5; кинематическая вязкость при 20 °С, мм<sup>2</sup>/с, 1,45-2,0);  
тип берега (песок);  
скорость поверхностного течения: 7 см/с (направление 225 градусов). Приливное течение 30-50 см/с (направление 180 градусов, прилив; 0 градусов, отлив).;  
температура воды 0<sup>0</sup>С;  
температура воздуха -9,9<sup>0</sup>С;  
плотность воды (1024 кг/м<sup>3</sup>);  
описание берегов (электронные навигационные карты).

При выполнении данной работы использовался подробный уровень детализации, учитывающий процессы, происходящие в нефтяном пятне и процессы его взаимодействия с окружающей средой.

Прогнозирование площадей разлива газового конденсата выполнялось на 1-2-4-6-12-24-30-35-48-72-96 часов с момента разлива для различных гидрометеусловий.

## 1.1 Описание нефтяной модели. Распространение нефти

### *Движение под действием течений и ветра*

Движение каждой нефтяной частицы происходит независимо от других частиц. Перемещение нефти обусловлено главным образом дрейфовой скоростью, которую можно записать в виде:

$$\vec{V}_{drift}(x, y) = a_w \vec{V}_w(x, y) + a_c \vec{V}_c(x, y), \quad (1)$$

где  $\vec{V}_{drift}(x, y)$  – скорость ветра;

$\vec{V}_c(x, y)$  – осредненная по глубине скорость течения;

$a_w$  – ветровой фактор,  $a_w = 0,03$ ;

$a_c$  – фактор скорости течения,  $a_c = 1,1$ .

Диффузионная компонента скорости вычисляется методом случайных чисел:

$$\vec{V}_{diff}(x, y) = \vec{V}_{drift} R_n \exp(i a_n), \quad (2)$$

где  $R_n$  – нормально распределенное случайное число от минус 1 до 1;

$a_n$  – равномерно распределенный случайный угол в пределах от 0 до  $n$ .

Уравнение движения частицы записывается следующим образом:

$$\frac{\partial \vec{X}}{\partial t} = \vec{V}_{drift}(x, y) + \vec{V}_{diff}(x, y) \quad (3)$$

### *Растекание*

Следуя решению Фэя [1], рассматриваются три стадии растекания нефтяного пятна: гравитационно-инерционная стадия, гравитационно-вязкостная и поверхностно-вязкостная.

Для большинства нефтей первая стадия является короткой, порядка минуты, и в моделировании не учитывается. Для точечного источника начальным приближением площади считаем окончание гравитационно-инерционной стадии, определяемое следующим выражением [1]:

$$A_0 = 0,84\pi \left( \frac{\Delta_w g V_0^5}{\nu_w^2} \right)^{\frac{1}{6}} \quad (4)$$

где  $V_0$  – начальный объем разлива ( $m^3$ );

$g$  – ускорение свободного падения ( $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ ),

$A_w$  – кинематическая вязкость воды ( $m^2/s$ );

$\Delta_w$  – относительная разность в плотностях нефти и воды:

$$\Delta_w = \frac{\rho_w - \rho_0}{\rho_w} \quad (5)$$

Растекание, определяемое гравитационно-вязкостной стадией, происходит следующим образом: нефть вытягивается вдоль направления ветра, принимая форму эллипса, который задается в виде:

$$Q = c_1 \frac{\Delta_w^{1/6}}{\nu_w^{1/3}} V^{1/3} t^{1/4} \quad (6)$$

– малая полуось, совпадающая с решением Фэя;

$$R = Q + c_2 U^{4/3} t^{3/4} \quad (7)$$

– большая полуось, учитывающая поправку на ветер.

Здесь  $c_1 = 1,417$ ,  $c_2 = 0,15$ .

Весь разлив разделяется на совокупность односвязных областей, которые рассматриваются независимо. Для каждой области связности вычисляется скорость движения границы. Затем область масштабируется в зависимости от изменения положения границы. При этом происходит смещение нефтяных частиц пропорционально расстоянию до центра масс области.

## 1.2 Обзор моделируемых процессов выветривания

### Представление нефти, фракции

Для моделирования процессов выветривания используется метод псевдокомпонент. При этом подходе нефть рассматривается как смесь дискретных не взаимодействующих фракций, каждая со своими физическими и химическими свойствами.

В случае, если известна зависимость количества испарившейся нефти от температуры (дистилляционная кривая), псевдокомпоненты создаются осреднением экспериментальных точек [2].

Если сведения о дистилляционной кривой отсутствуют, нефть представляется в виде пяти псевдокомпонент, имеющих равные объемы и температуры кипения  $BP_i$ , зависящие от API нефти [2]:

$$BP_i = T_0 + \frac{dT}{df} \frac{i-1/2}{5}, \quad (8)$$

$$T_0 = 457,16 - 3,3447 \cdot API, \quad (9)$$

$$\frac{dT}{df} = 1356,7 - 247,36 \cdot \ln(API). \quad (10)$$

### Испарение

Испарение каждой псевдокомпоненты рассматривается независимо. Скорость испарения  $i$ -ой фракции записывается в следующем виде [3]:

$$\frac{dV_i}{dt} = A \frac{K v_i \chi_i P_{vi}}{RT}, \quad (11)$$

где  $V_i$  – объем фракции ( $m^3$ );

$A$  – площадь разлива ( $m^2$ );

$K$  – коэффициент массопереноса ( $m/s$ );

$v_i$  – молярный объем фракции ( $m^3/mol$ );

$\chi_i$  – мольная концентрация;

$P_{vi}$  – давление пара (Па);

$R$  – константа для идеального газа ( $R = 8,314 \text{ J/mol K}$ );

$T$  – температура воды (К).

Мольная концентрация  $\chi_i$  определяется следующим образом:

$$\chi_i = \frac{V_i / v_i}{\sum_i V_i / v_i}, \quad (12)$$

Корреляция для молярного объема и молекулярного веса использует модель ADIOS [2]:

$$v_i = 7 \cdot 10^{-5} - (2,102 \cdot 10^{-7} BP_i) + (1,0 \cdot 10^{-9} BP_i^2), \quad (13)$$

$$M_{wi} = 0,04132 - (1,985 \cdot 10^{-4} BP_i) + (9,494 \cdot 10^{-7} BP_i^2). \quad (14)$$

Метод нахождения давления парой фазы основан на обобщении известных в литературе экспериментальных данных [4]:

$$P_{v,i} = 1000 \cdot \exp \left\{ - \left( 4,4 + \log BPI \right) \left( 1,803 \cdot \left[ \frac{BPI}{T} - 1 \right] - 1,803 \cdot \ln \left[ \frac{BPI}{T} - 1 \right] \right) \right\} \quad (15)$$

Коэффициент массопереноса является функцией только скорости ветра  $U$  [5]:

$$K = 0,002U^{0.78} \quad (16)$$

При малых скоростях ветра  $U$  считаем коэффициент массопереноса постоянным и равным 0,005, что соответствует скорости ветра  $U = 4$  м/с.

### **Эмульсификация**

Данный процесс описывает проникновение воды в нефть и образование эмульсии. Как правило, эмульсификация начинается через некоторое время, после того как определенное количество нефти испарится. Для моделирования этого введен параметр – константа эмульсификации ( $K_{em}$ ), выражающий в процентах количество испарившейся нефти, после чего начинается процесс образования эмульсии. Этот параметр либо задается из экспериментальных данных, либо вводится непосредственно пользователем. По умолчанию  $K_{em} = 0$ .

Для описания скорости эмульсии используется подход, предложенный Маскау О. [6]:

$$\frac{dF_{em}}{dt} = K_w \cdot (1 + U)^2 \cdot \left( 1 - \frac{F_{em}}{F_{em}^f} \right), \quad (17)$$

где  $F_{em}$  – объемное содержание воды;

$K_w$  – константа, равная  $2 \cdot 10^{-6} (s \cdot m^{-2})$ ;

$U$  – скорость ветра (м/с);

$F_{em}^f$  – параметр, определяющий конечное объемное содержание воды в нефти, зависящий от типа нефти. Для неочищенных нефтей  $F_{em}^f$  принимается равным  $F_{em}^f = 0,7$ , для очищенных  $F_{em}^f = 0,25$ .

### **Диспергирование**

При моделировании потока капель нефти в воду используется следующее выражение для скорости дисперсии нефти [6]:

$$\frac{dm_d}{dt} = 0.11 m_{oil} \frac{(1 + U)^2}{1 + 50 \mu^{1/2} h \sigma}, \quad (18)$$

где  $m_d$  (кг) – масса диспергирующей нефти;

$m_{oil}$  (кг) – масса всей нефти;

$U$  – скорость ветра (м/с);

$\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения (dyne/cm);

$h$  – толщина пленки (см);

$\mu$  – динамическая вязкость нефти (сР);

$t$  – время в часах.

### **Изменение вязкости нефти**

Увеличение вязкости нефти происходит за счет образования водяной эмульсии и за счет испарения легких фракций.

Изменение вязкости благодаря образованию эмульсии в модели описывается уравнением Муне [7]:

$$\mu = \mu_0 \exp \left[ \frac{C_v F_{em}}{1 - C_M F_{em}} \right], \quad (19)$$

где  $\mu_0$  – начальная вязкость нефти;

$C_v, C_M$  – эмпирические константы,  $C_v = 2,5$ , и  $C_M = 0,65$  [7].

Эффект испарения на изменение вязкости может учитываться следующим образом [6]:

$$\mu = \mu_0 \exp [C_E F_{ev}]. \quad (20)$$

Константа  $C_E$  принимается равной 1 (для легких очищенных нефтепродуктов) и 10 (для неочищенных нефтей).

Окончательное соотношение для изменения вязкости имеет вид:

$$\mu = \mu_0 \exp \left[ \frac{C_v F_{em}}{1 - C_M F_{em}} + C_E F_{ev} + C_T \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) \right], \quad (21)$$

где  $T$  – текущая температура (К);

$T_0$  – температура, соответствующая вязкости  $\mu_0$ ;

$C_T$  – эмпирическая константа, рекомендуемое значение которой равно 5,0 (К) [3].

**2 Сценарии распространения разливов нефти**

Географические координаты месторасположения района скважины Р6 Киринского ГКМ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Географические координаты месторасположения скважины Р6 Киринского ГКМ

Скважина Р6	Координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
	51°24'10,06"	143°53'36,07"

Масса разлива: газовый конденсат – 4340 т/сут.; время истечения 3 суток.

Моделирование выполнено с учетом синхронизации действия факторов, способствующих возможному береговой черты.

Скорость поверхностного течения 7 см/с (направление 225 градусов). Приливное течение 30-50 см/с (направление 180 градусов, прилив; 0 градусов, отлив).

Дискретность представления данных: 1-2-4-6-12-24-30-35-48-72-96 часов с момента разлива.

Перечень параметров нефтяного пятна:

Дислокация пятна, шир. долг.;

Длина пятна, м;

Ширина пятна, м;

Количество конденсата на плаву, т;

Количество испарившегося конденсата, т;

Количество диспергированного конденсата, т;

Максимальная толщина пятна, мм;

Максимальная площадь пятна, м<sup>2</sup>;

Количество конденсата на берегу, т;

Длина загрязненной части берега, м.

**2.1 Сценарий 1А**

Таблица 1А.1 – Сценарий ЧС(Н) (в течение 24 часов)

№	Свойства разлива	1 час	2 часа	4 часа	6 часа	12 часов	24 часа
1	Дислокация пятна (широта, долгота)	51°23.810N 143°53.550E	51°23.500N 143°53.490E	51°23.515N 143°53.410E	51°24.580N 143°53.375E	51°23.145N 143°53.475E	51°23.265N 143°53.430E
2	Длина пятна, м	667	1200	1400	972	1900	1700
3	Ширина пятна, м	72	72	77	358	220	142
4	Площадь пятна, м <sup>2</sup>	42870	96048	140097	180209	238064	205872
5	Количество конденсата на плаву, т	146	254	267	147	130	337
6	Количество конденсата вмерзло, т	33,8	106,0	455,0	938,0	2041,0	4006,0
7	Количество испарившегося конденсата, т	0	0	0	0	0	0
8	Количество диспергированного конденсата, т	0	0	0	0	0	0
9	Количество эмульсии на плаву, т	146	257	272	151	134	342
10	Максимальная толщина пятна, мм	57,8	90,8	46,0	41,8	5,3	25,5
11	Расстояние между источником разлива и пятном, м; пеленг, град.	667 185	1200 186	1200 190	809 341	1900 184	1700 186
12	Количество конденсата на берегу, т	-	-	-	-	-	-
13	Длина загрязненной части берега, м	-	-	-	-	-	-

Таблица 1А.2 – Сценарий ЧС(Н) (в течение 24-75 часов 15 минут)

№	Свойства разлива	30 часов	35 часов	48 часов	72 часа	Полное рассеивание на 75 часов 15 минут
1	Дислокация пятна (широта, долгота)	51°23.380N 143°53.420E	51°23.800N 143°53.390E	51°23.670N 143°53.470E	51°23.855N 143°53.465E	51°24.085N 143°53.585E
2	Длина пятна, м	1600	760	1000	670	40
3	Ширина пятна, м	173	304	205	225	40
4	Площадь пятна, м <sup>2</sup>	262927	176343	159072	153093	1225
5	Количество конденсата на плаву, т	336,0	232,0	238,0	201,0	0,1
6	Количество конденсата вмерзло, т	5097	6103	8447	12819	13020
7	Количество испарившегося конденсата, т	0	0	0	0	0
8	Количество диспергированного конденсата, т	0	0	0	0	0
9	Количество эмульсии на плаву, т	352,0	243,0	247,0	211,0	0,1
10	Максимальная толщина пятна, мм	9,8	16,0	27,1	33,1	0,2
11	Расстояние между источником разлива и пятном, м; пеленг, град.	1500 188	727 200	943 189	611 197	157 187
12	Количество конденсата на берегу, т	-	-	-	-	-
13	Длина загрязненной части берега, м	-	-	-	-	-

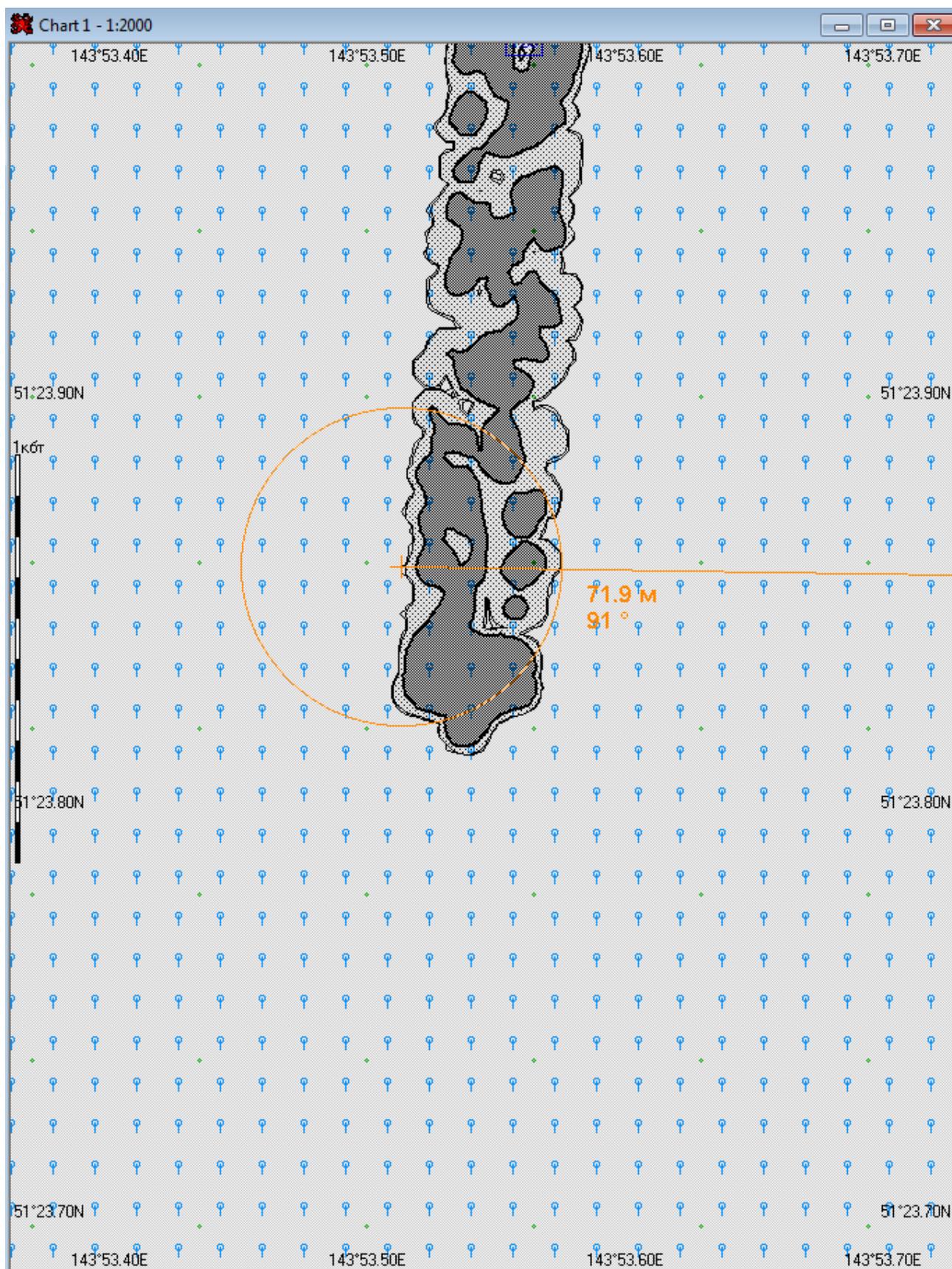


Рис. 1А.1.1. – Карта ЧС(Н) на 1 час с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

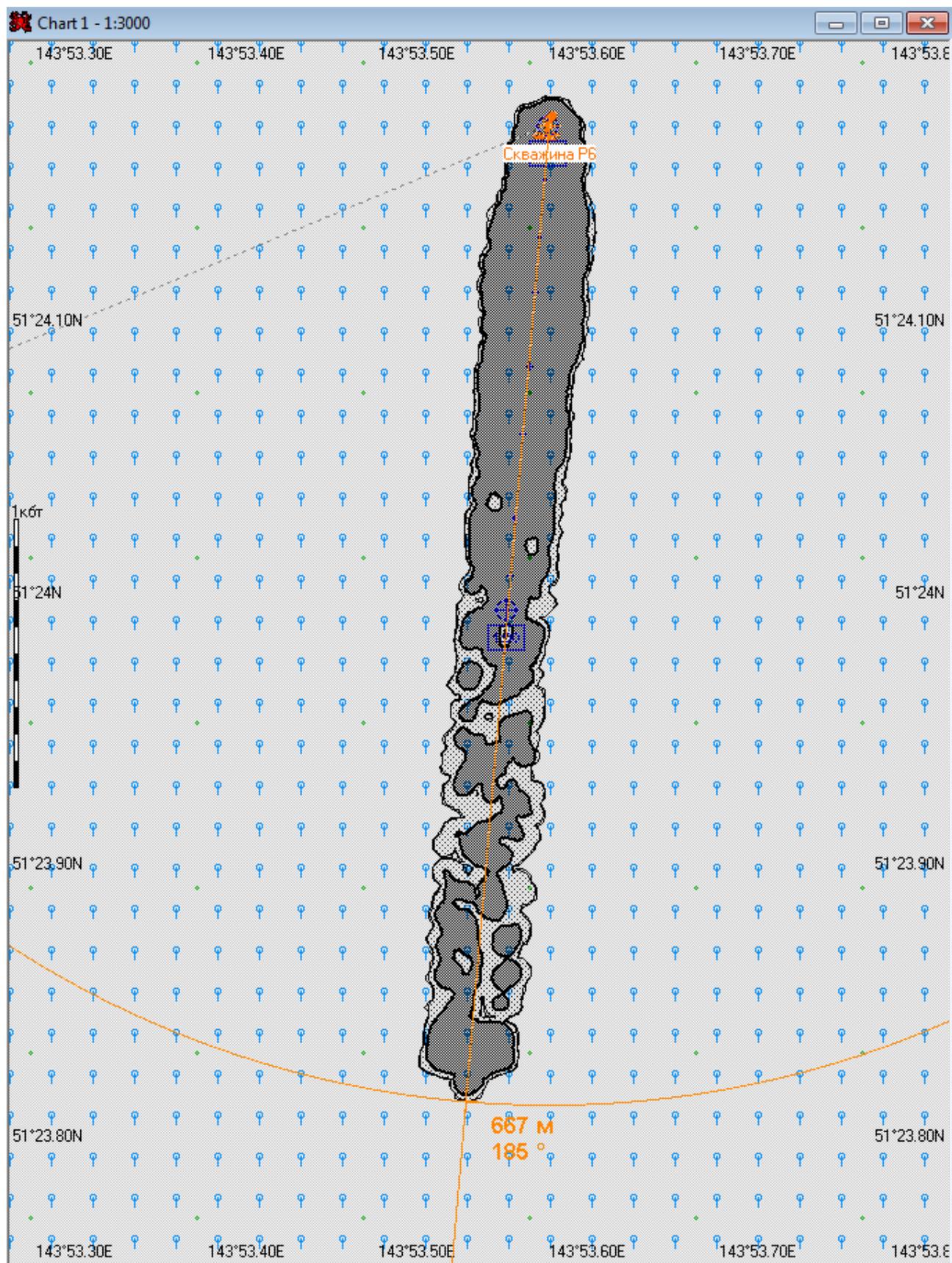


Рис. 1А.1.2. – Карта ЧС(Н) на 1 час с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

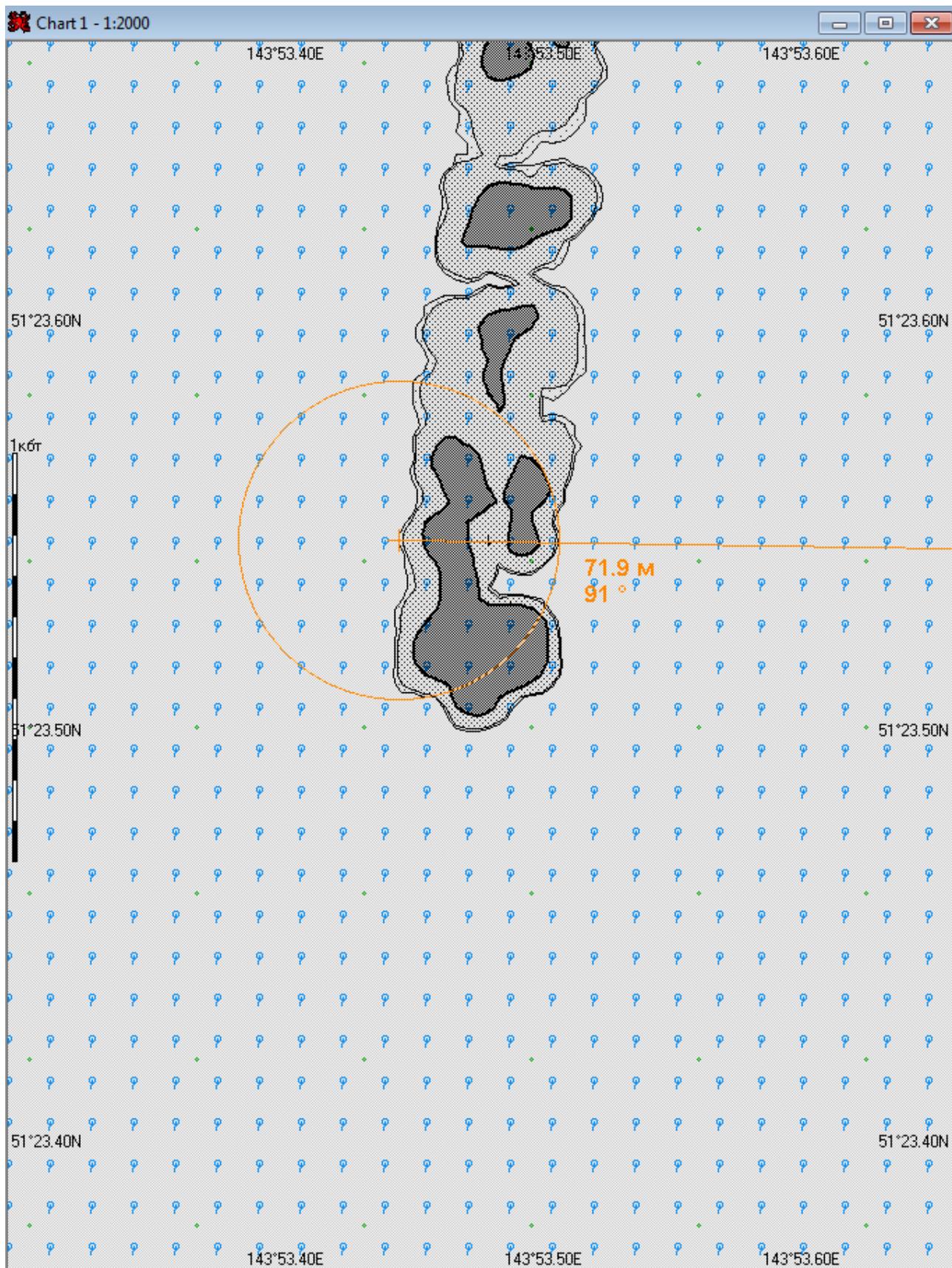


Рис. 1А.2.1. – Карта ЧС(Н) на 2 часа с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

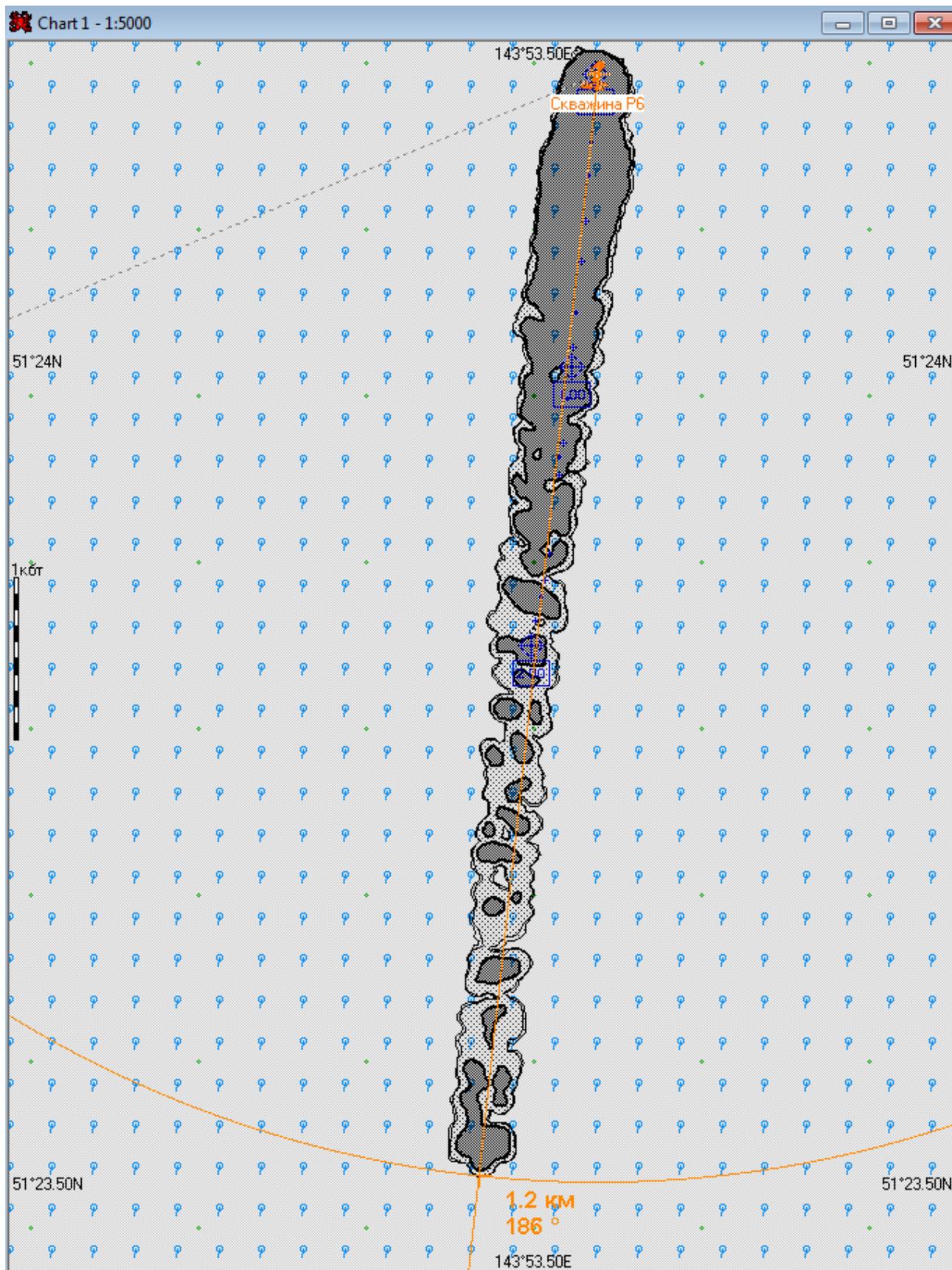


Рис. 1А.2.2. – Карта ЧС(Н) на 2 часа с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

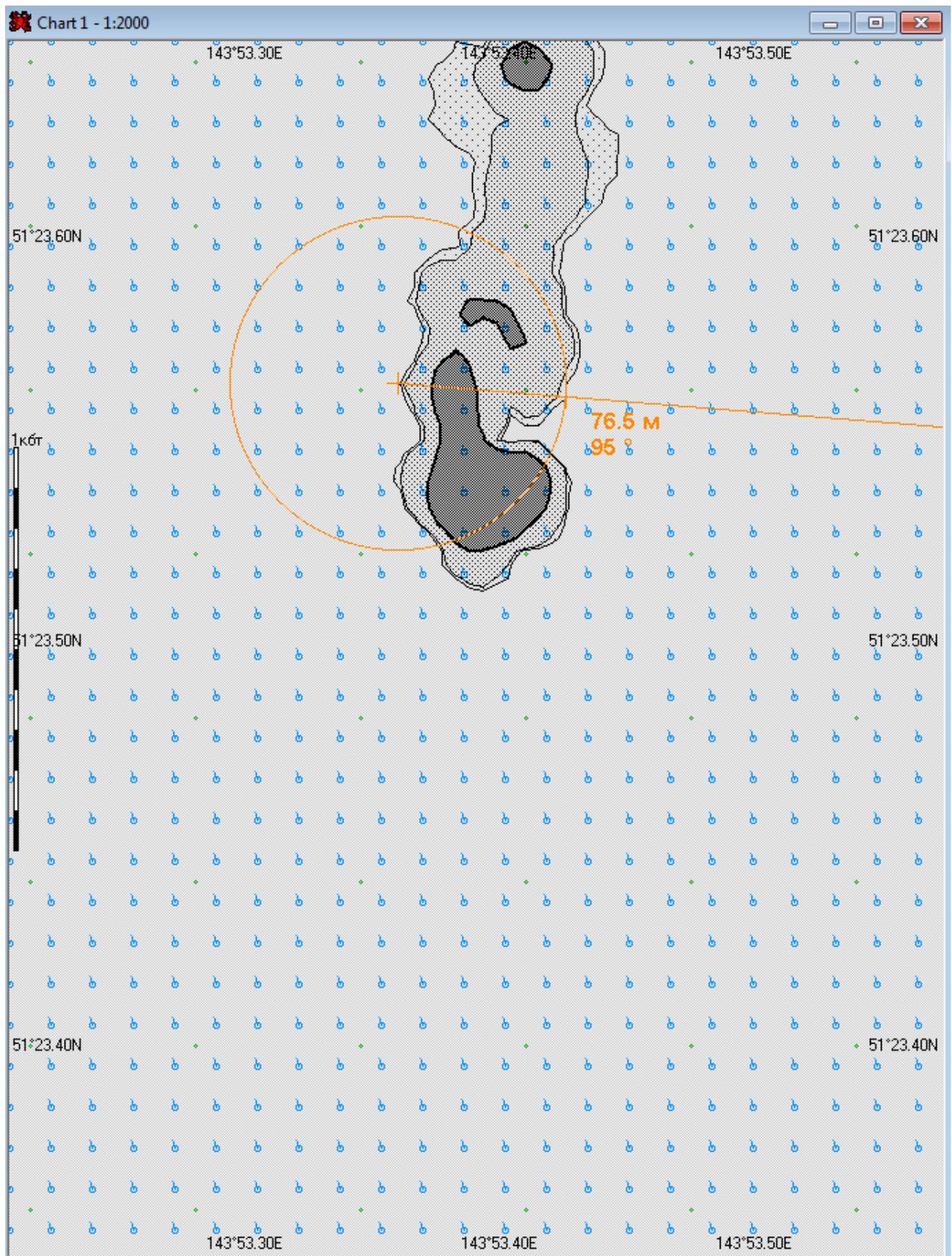


Рис. 1А.4.1. – Карта ЧС(Н) на 4 часа с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

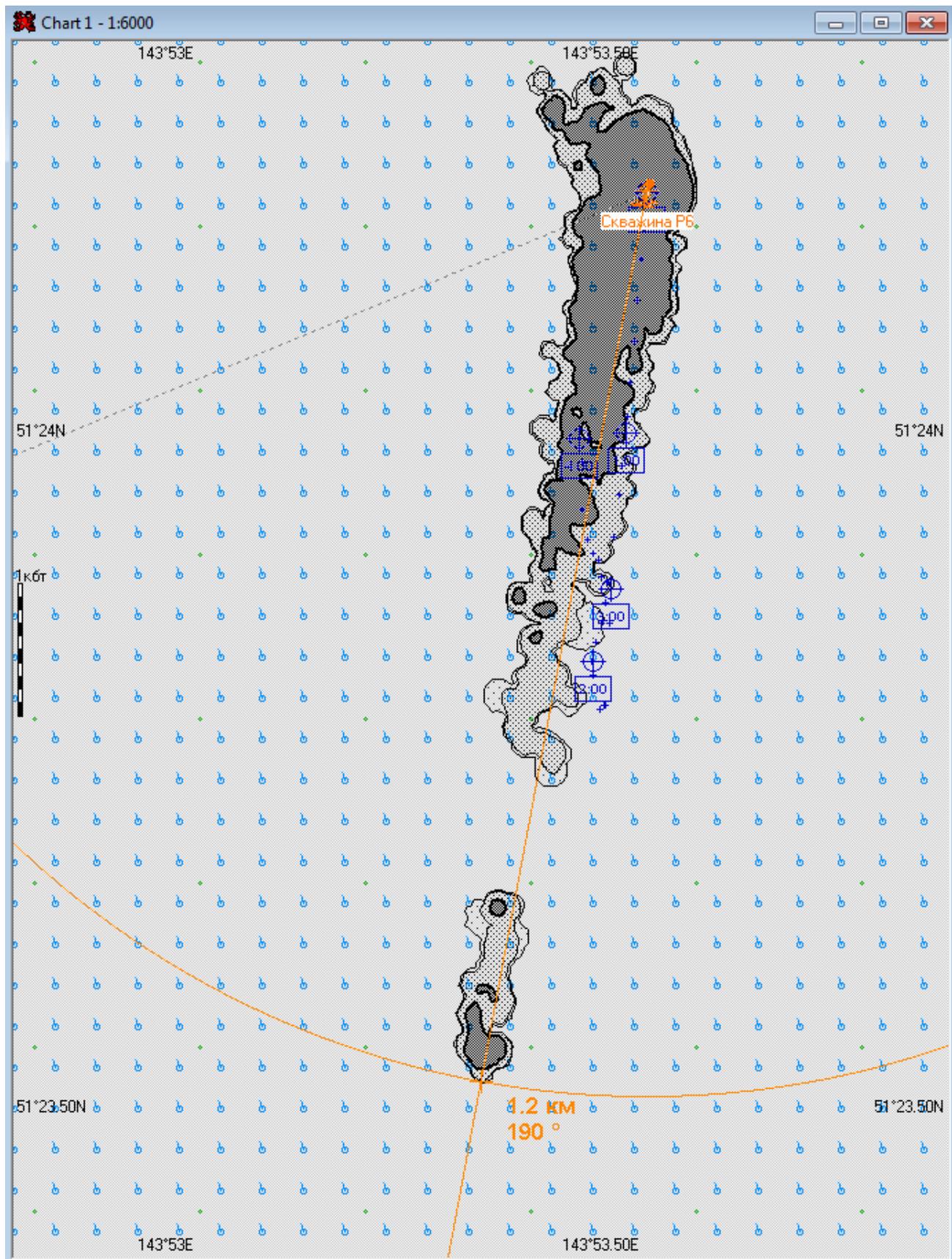


Рис. 1А.4.2. – Карта ЧС(Н) на 4 часа с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

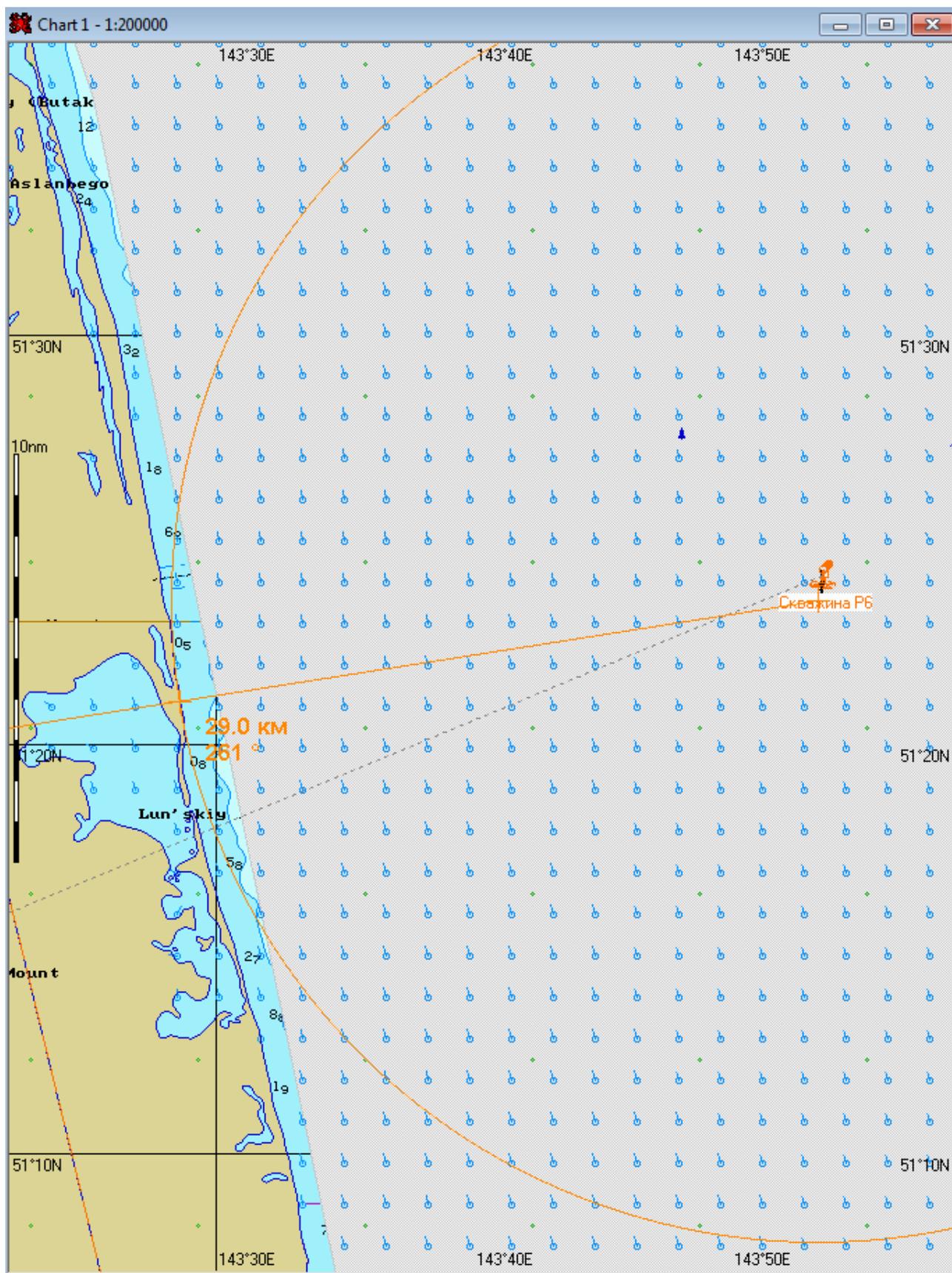


Рис. 1А.4.3. – Карта ЧС(Н) на 4 часа с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты)

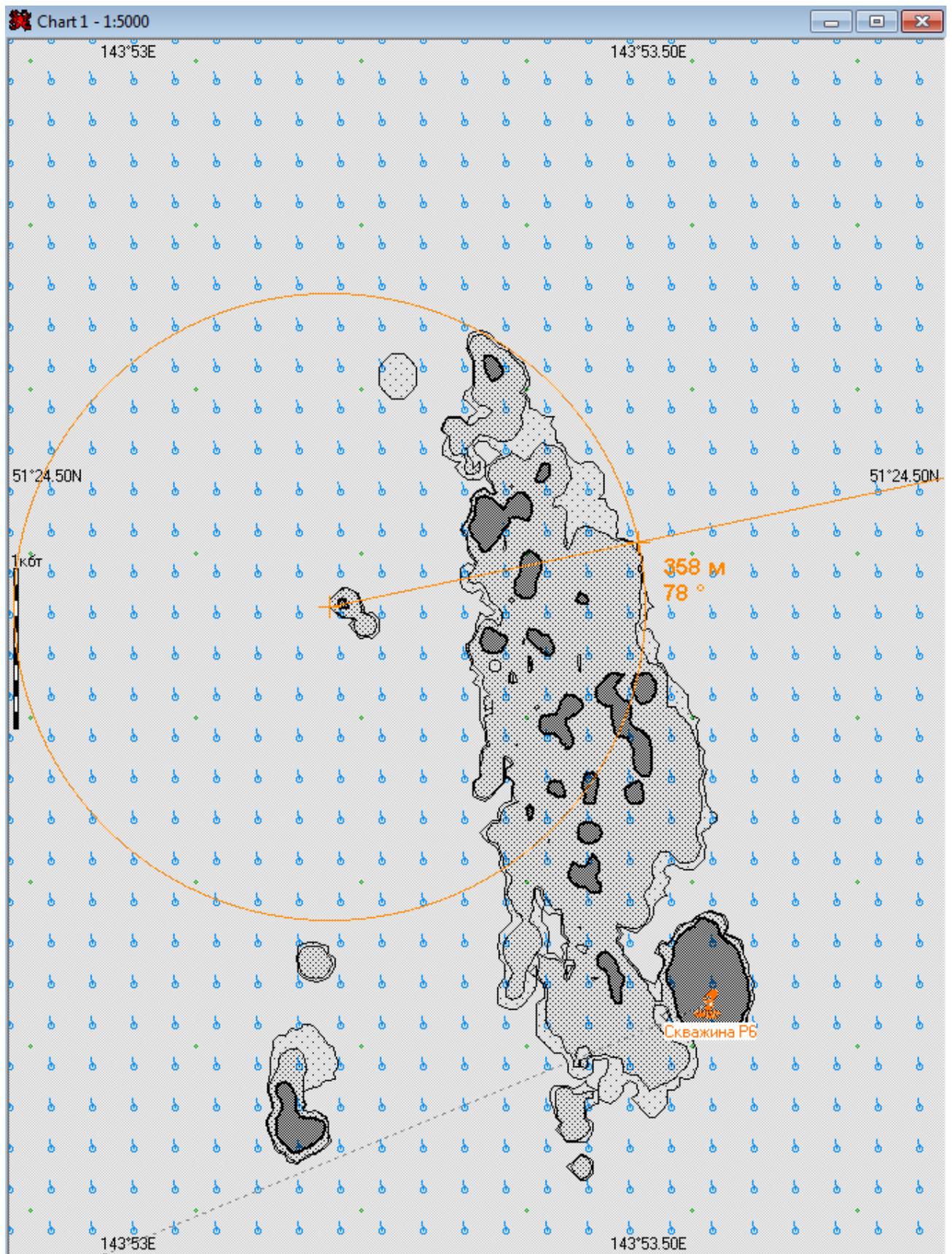


Рис. 1А.8.1. – Карта ЧС(Н) на 6 часов с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

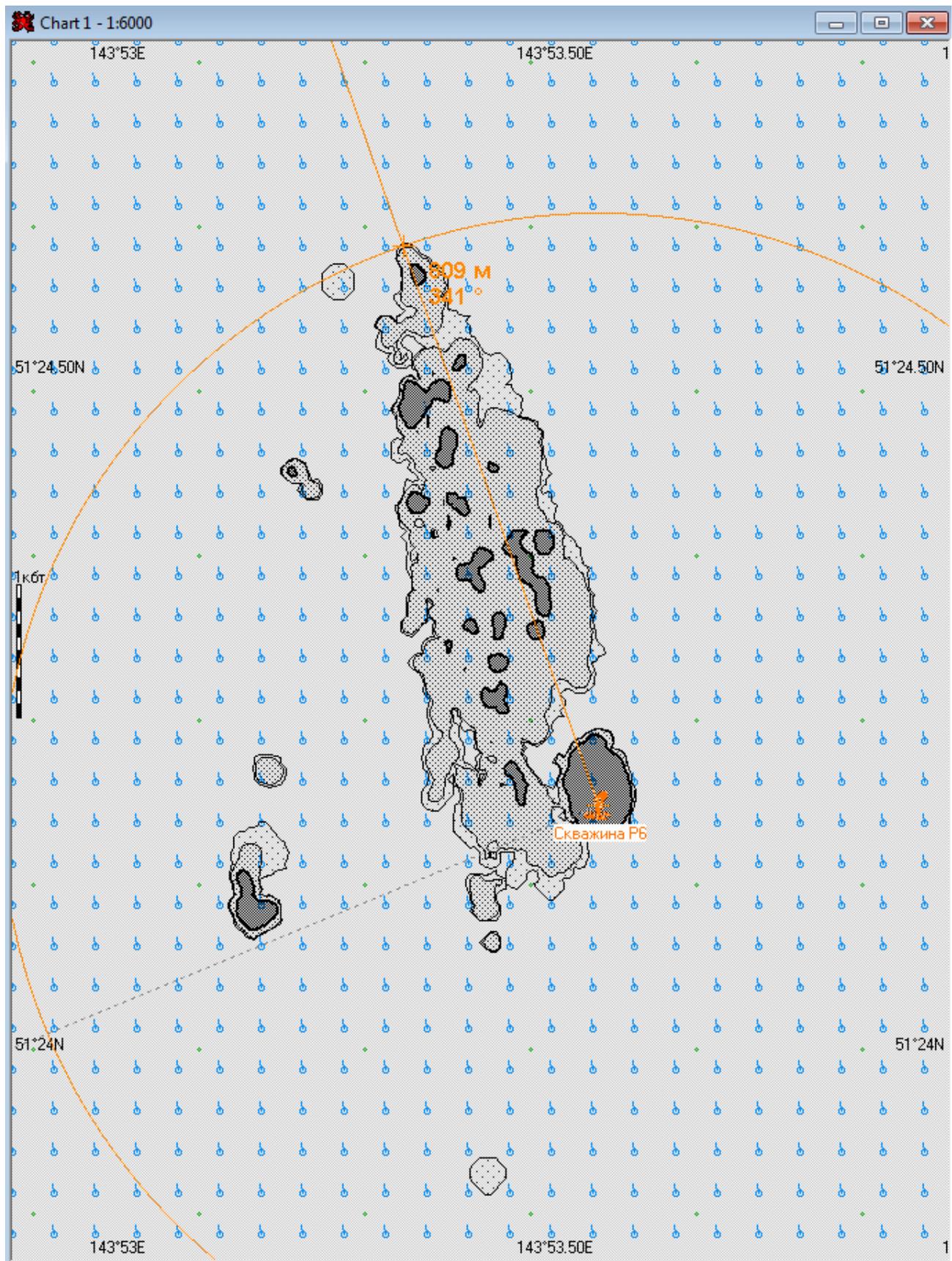


Рис. 1А.8.2. – Карта ЧС(Н) на 6 часов с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

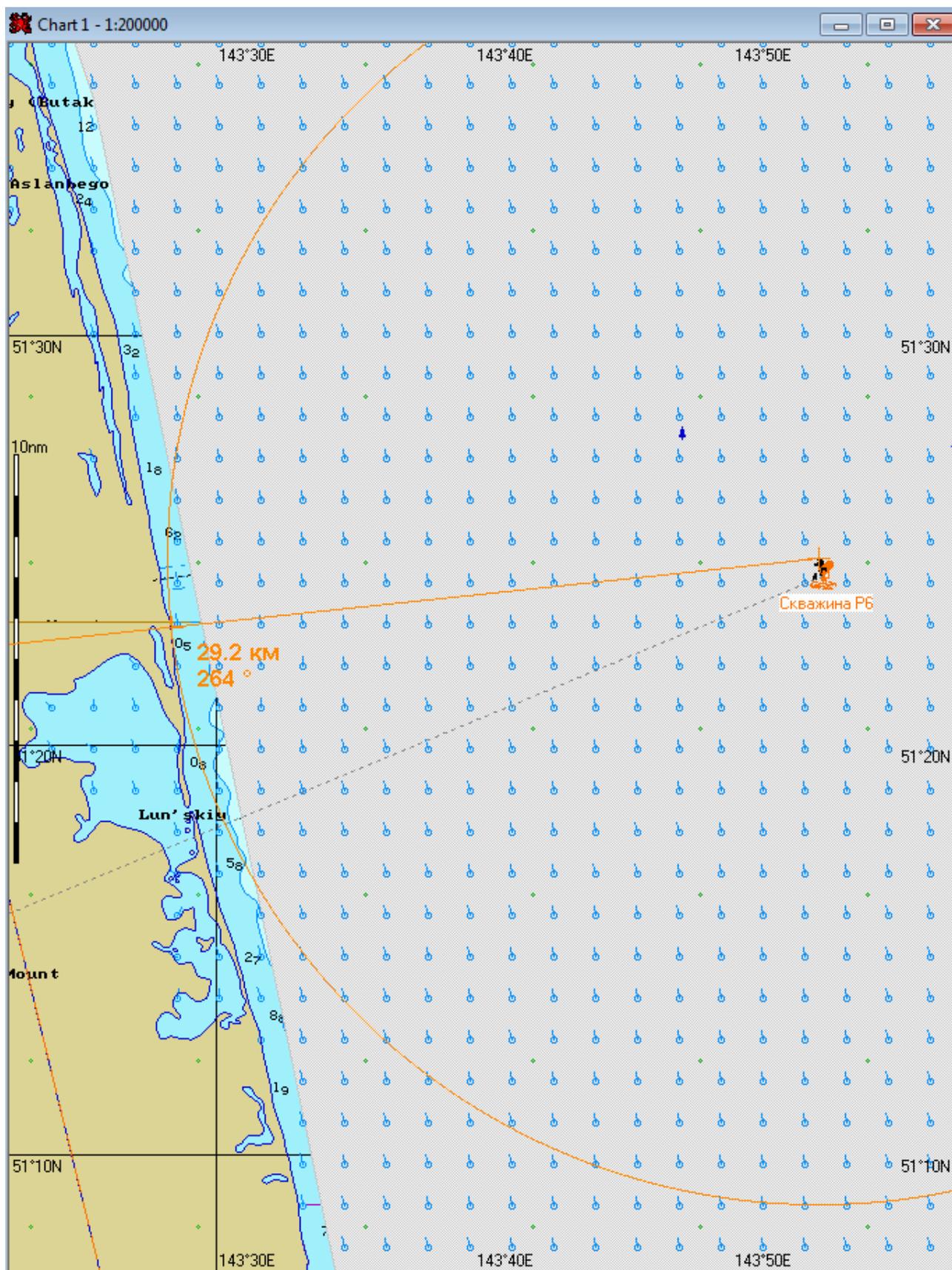


Рис. 1А.8.3. – Карта ЧС(Н) на 6 часов с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты)

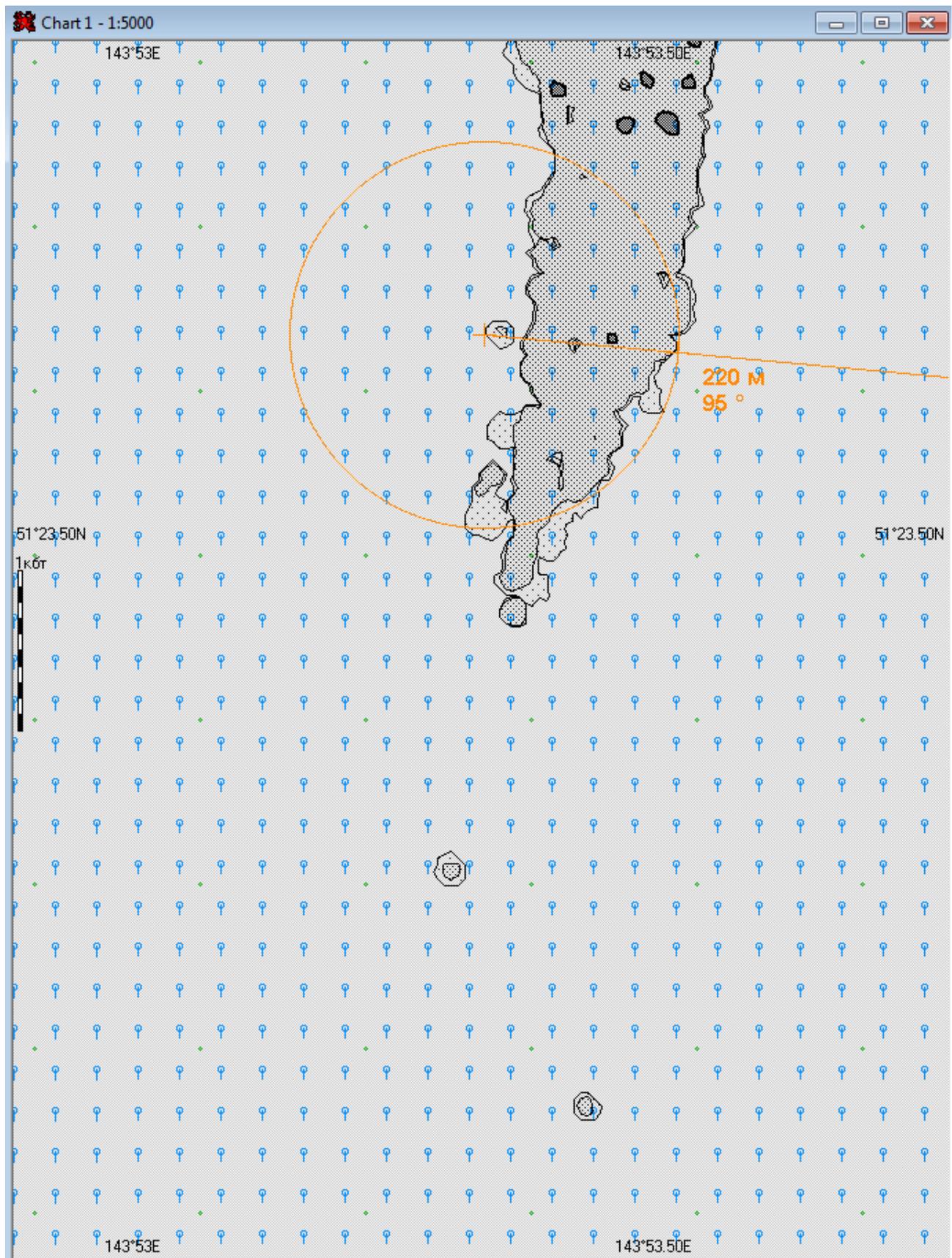


Рис. 1А.12.1. – Карта ЧС(Н) на 12 часов с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

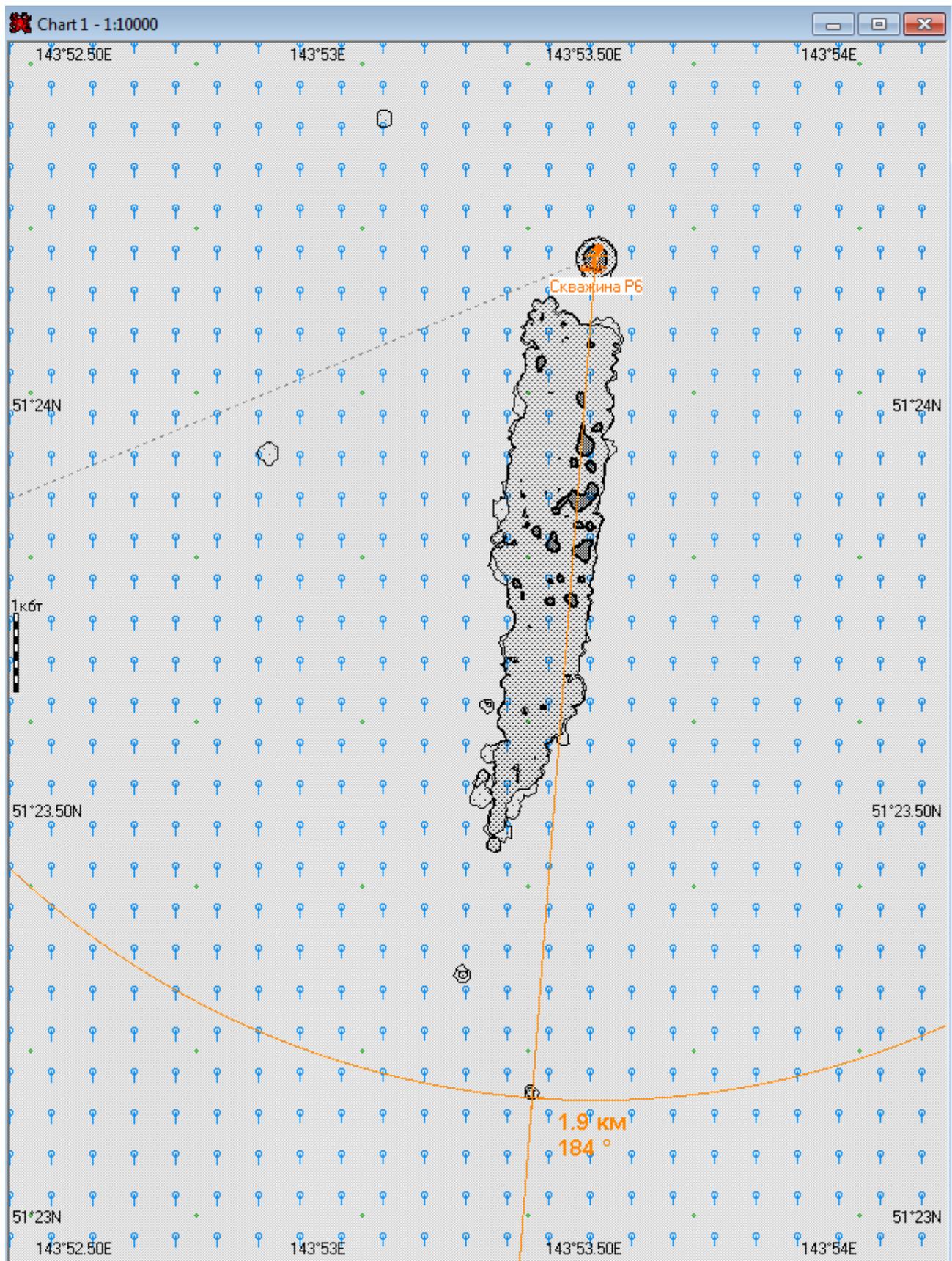


Рис. 1А.12.2. – Карта ЧС(Н) на 12 часов с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

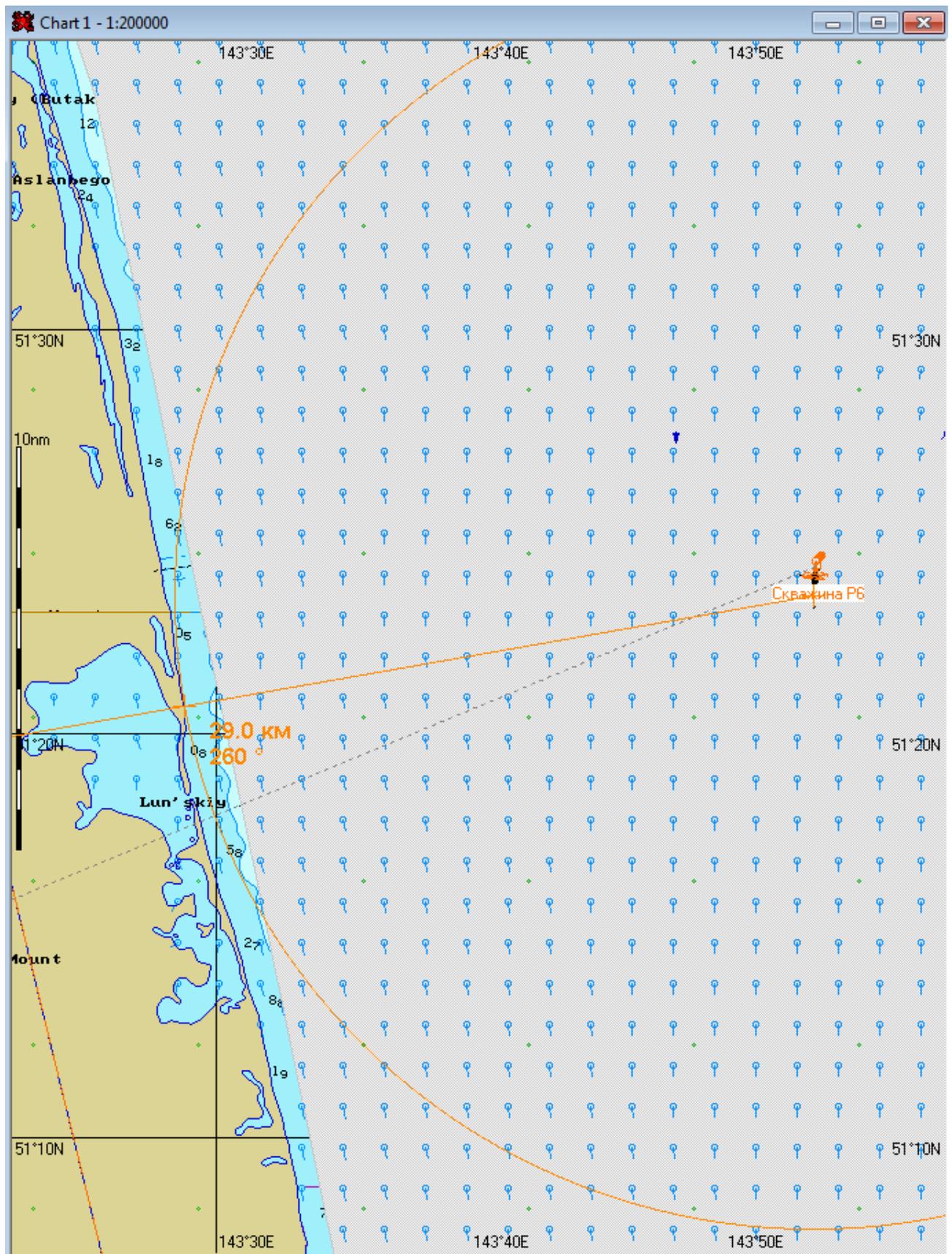


Рис. 1А.12.3. – Карта ЧС(Н) на 12 часов с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты)

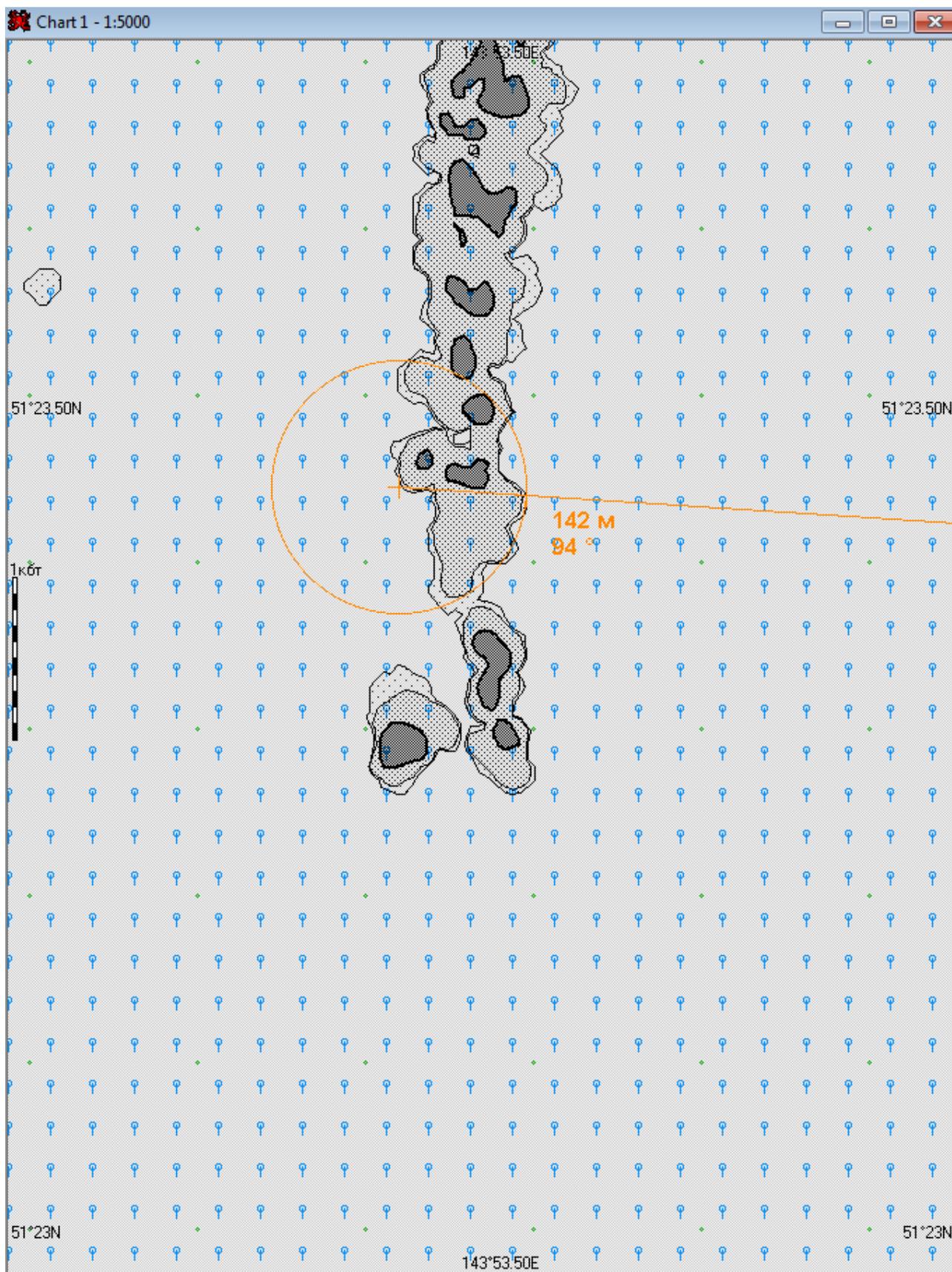


Рис. 1А.24.1. – Карта ЧС(Н) на 24 часа с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

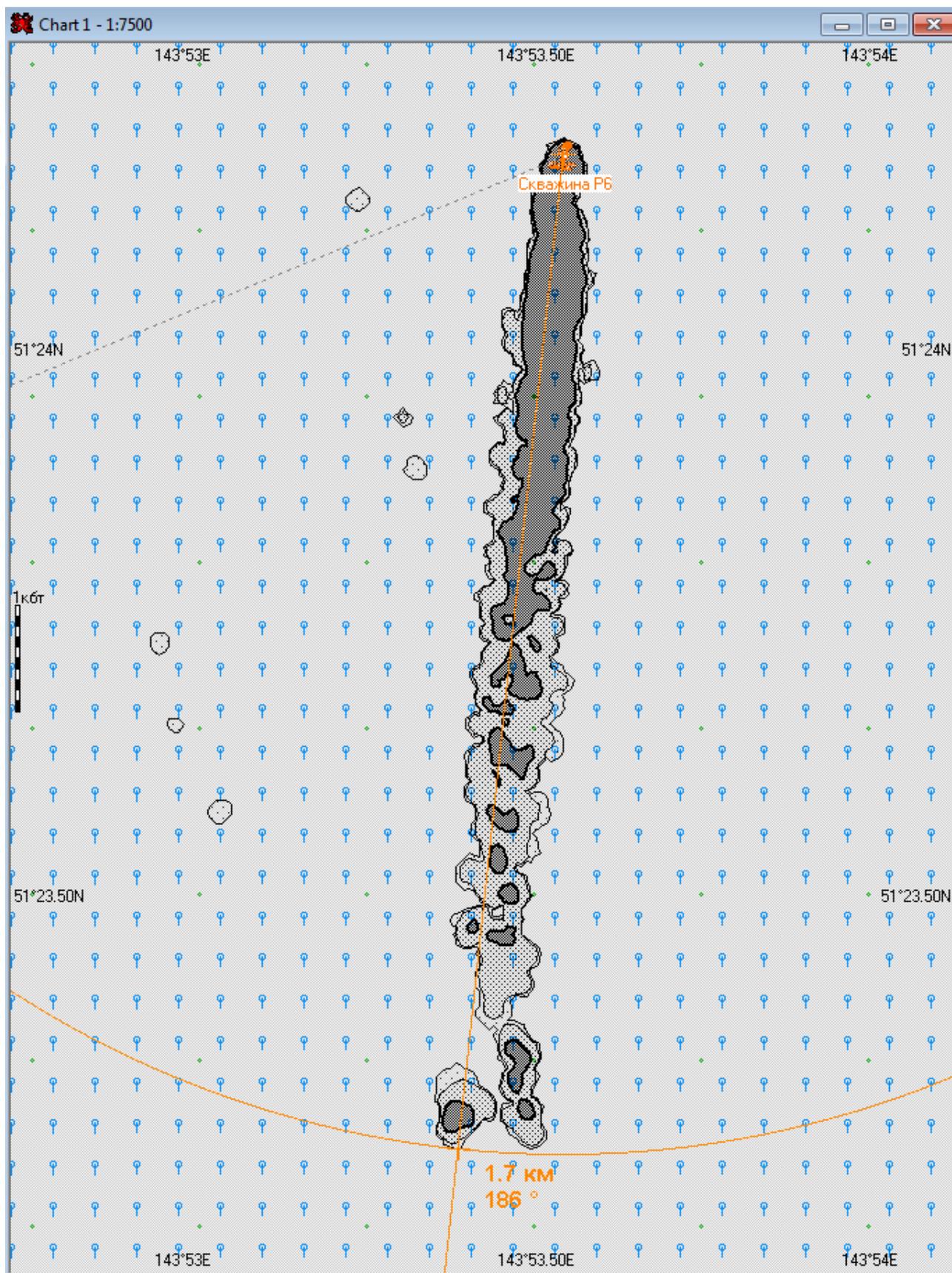


Рис. 1А.24.2. – Карта ЧС(Н) на 24 часа с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

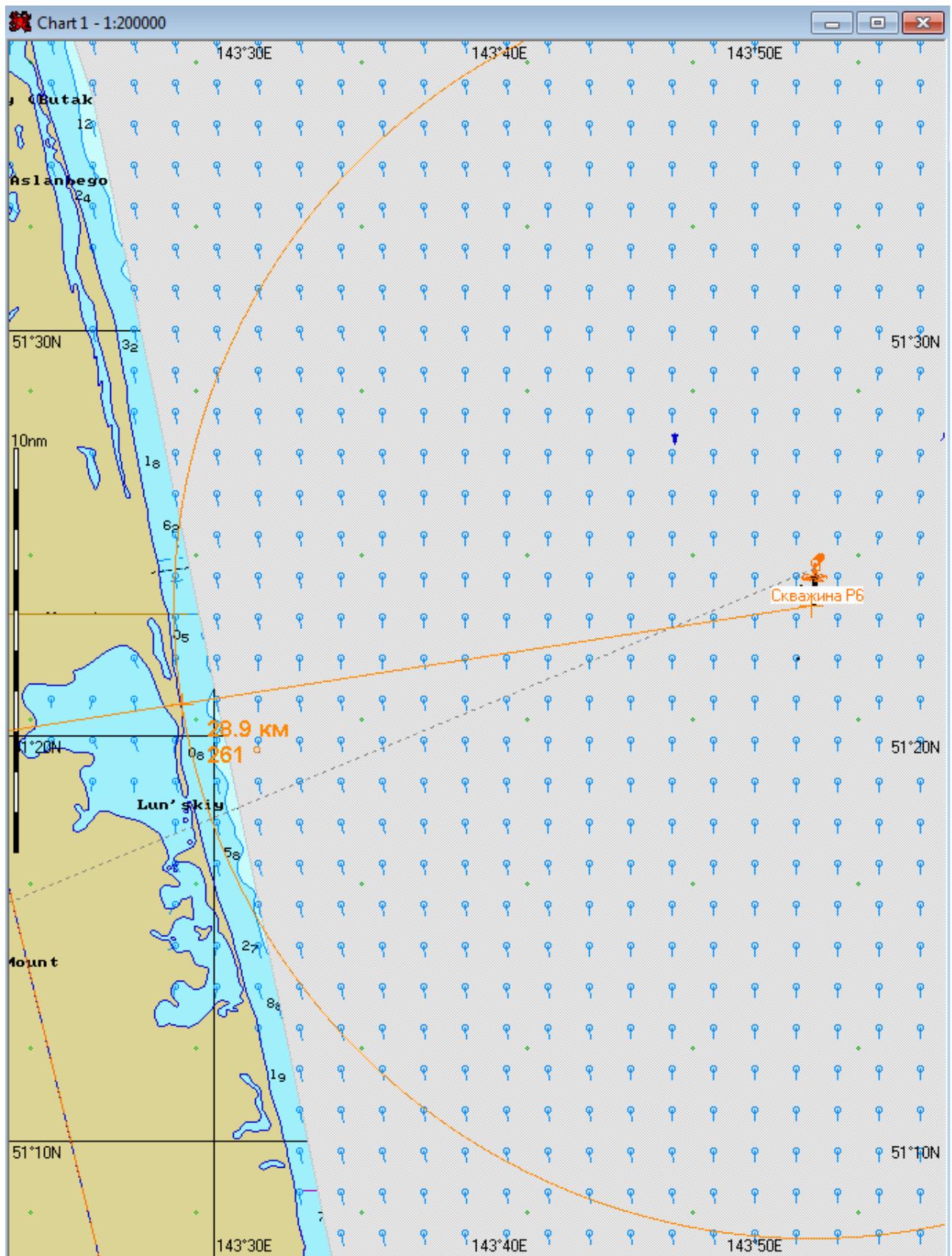


Рис. 1А.24.3. – Карта ЧС(Н) на 24 часа с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты)



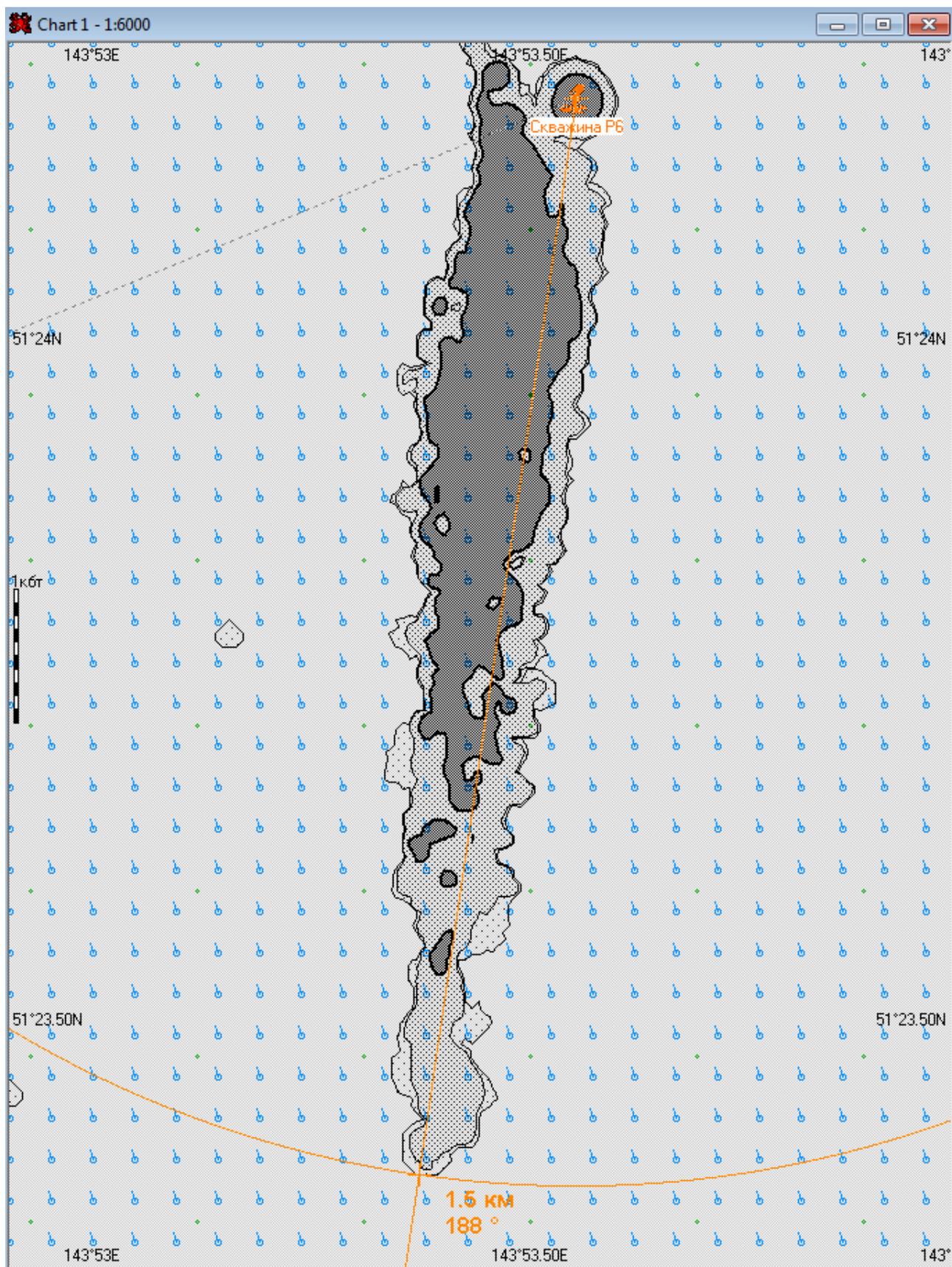


Рис. 1А.30.2. – Карта ЧС(Н) на 30 часов с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

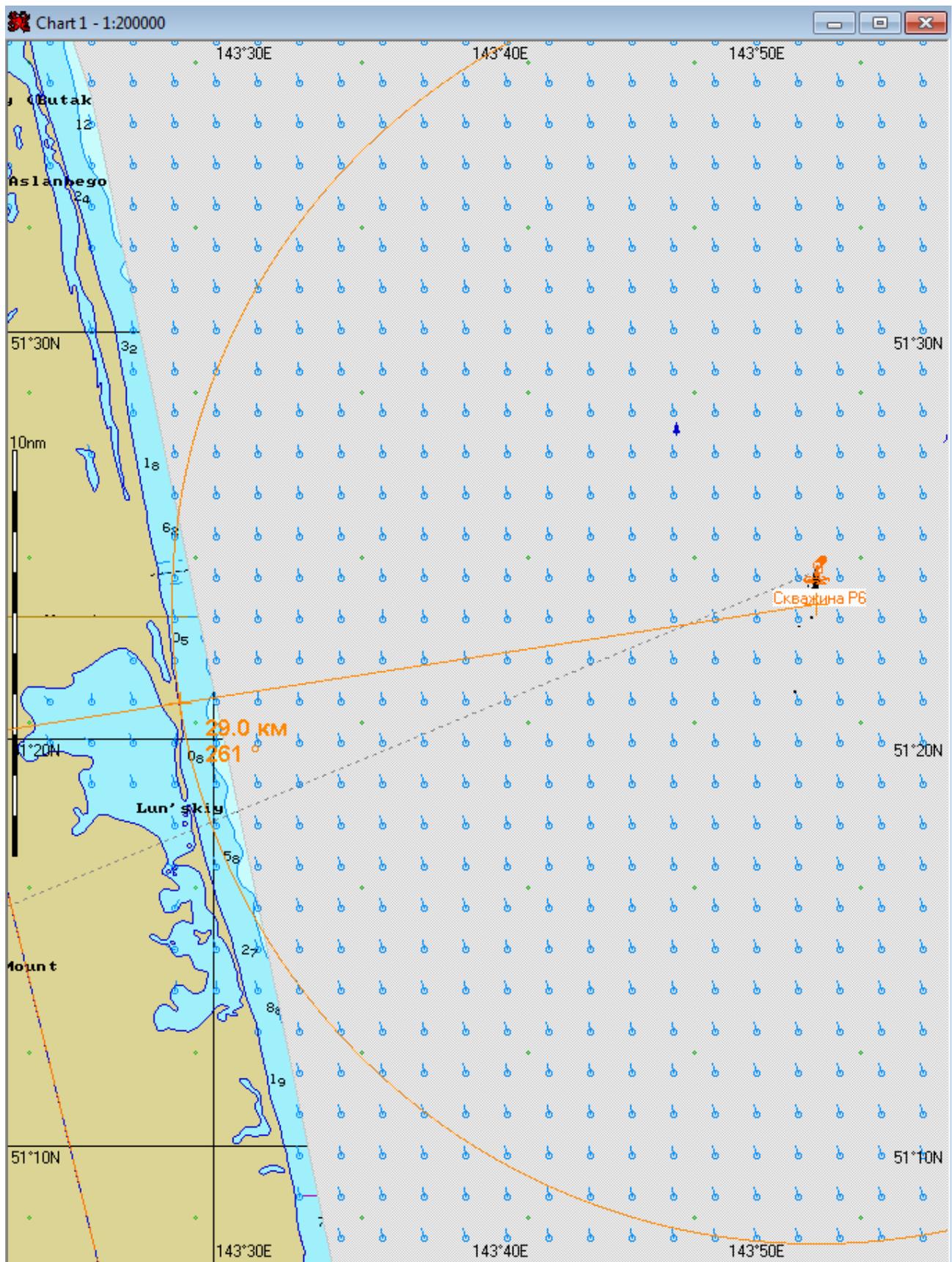


Рис. 1А.30.3. – Карта ЧС(Н) на 30 часов с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты)

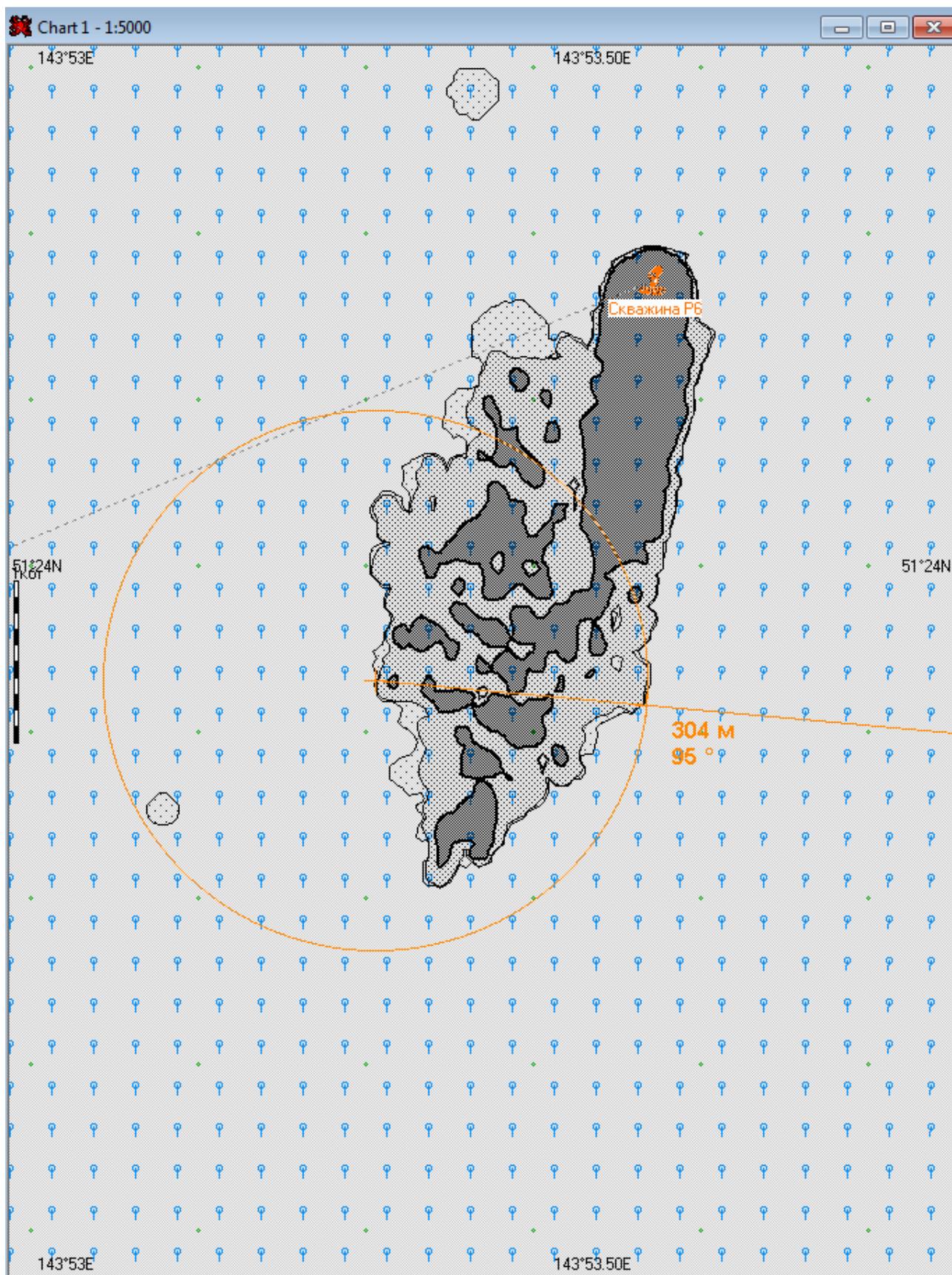


Рис. 1А.35.1. – Карта ЧС(Н) на 35 часов с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

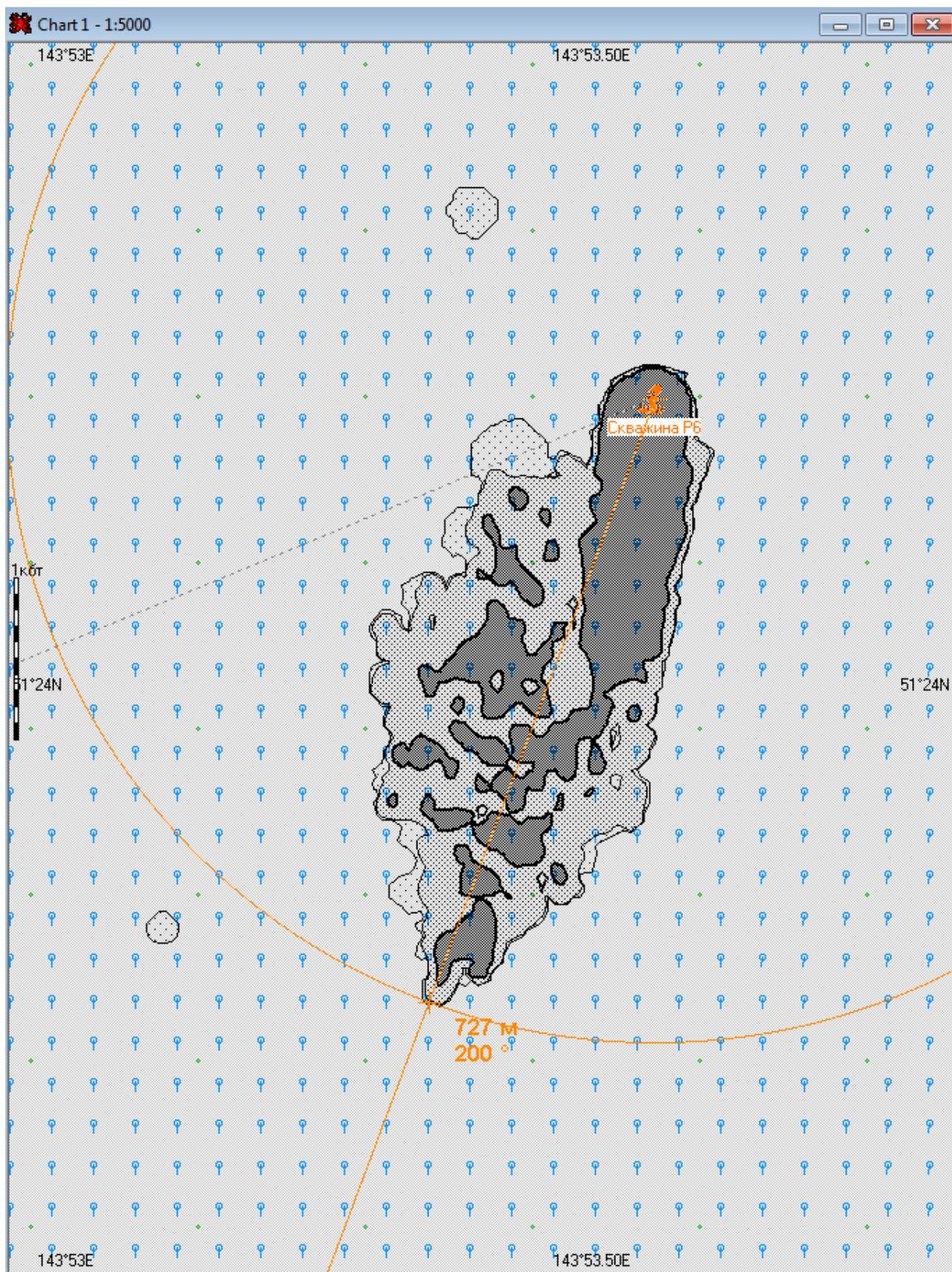


Рис. 1А.35.2. – Карта ЧС(Н) на 35 часов с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

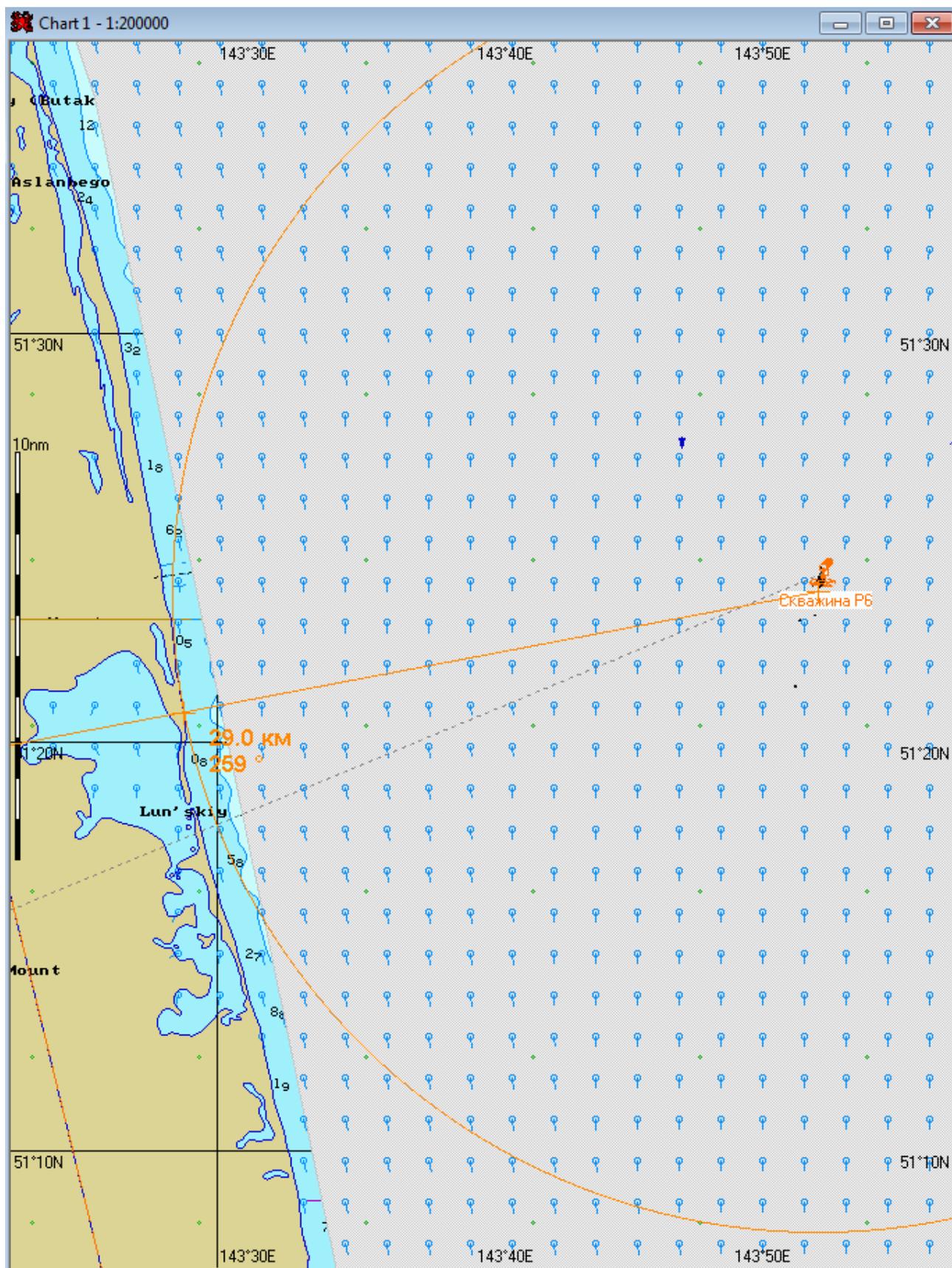


Рис. 1А.35.3. – Карта ЧС(Н) на 35 часа с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты)

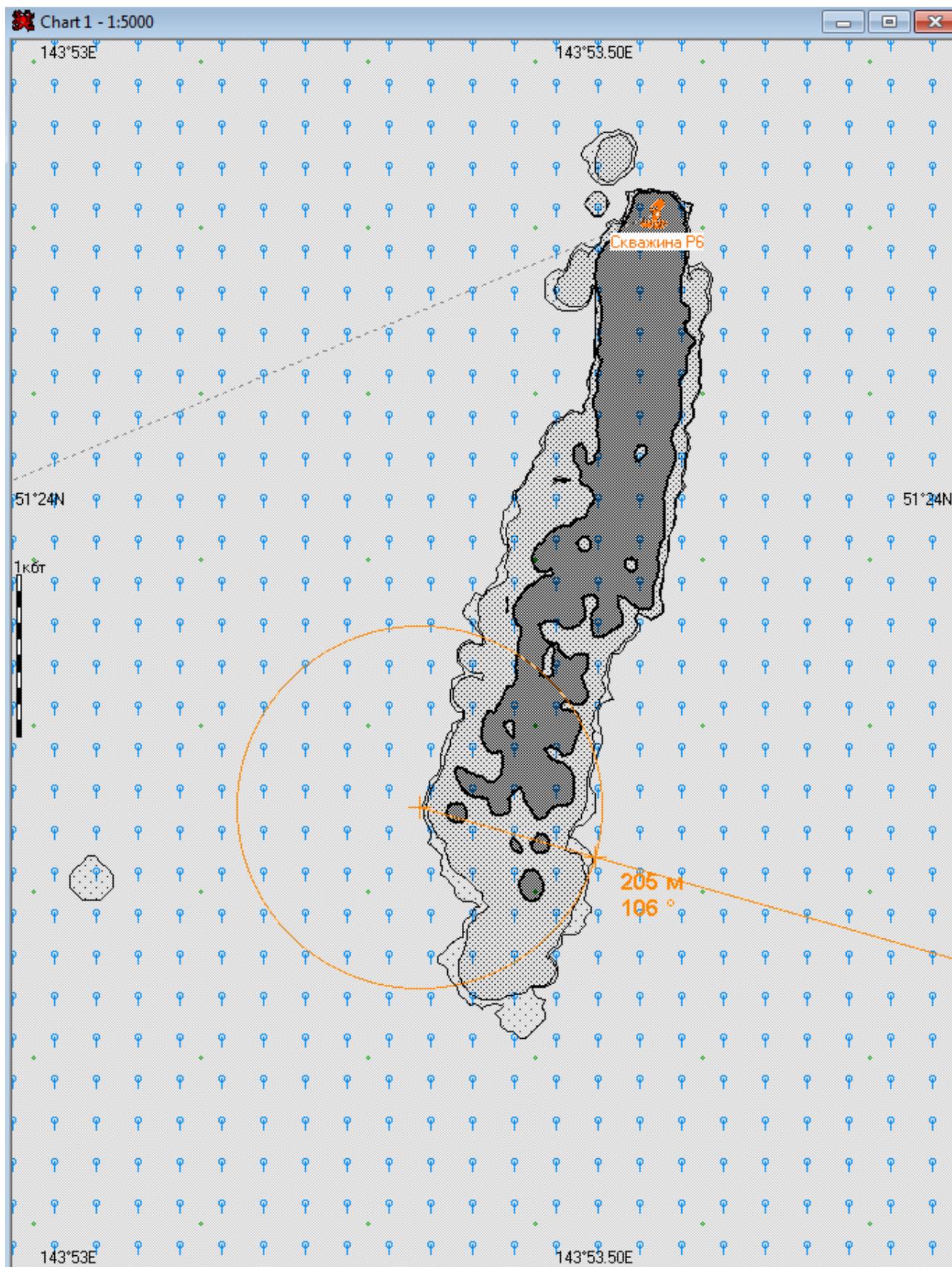


Рис. 1А.48.1. – Карта ЧС(Н) на 48 часа с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

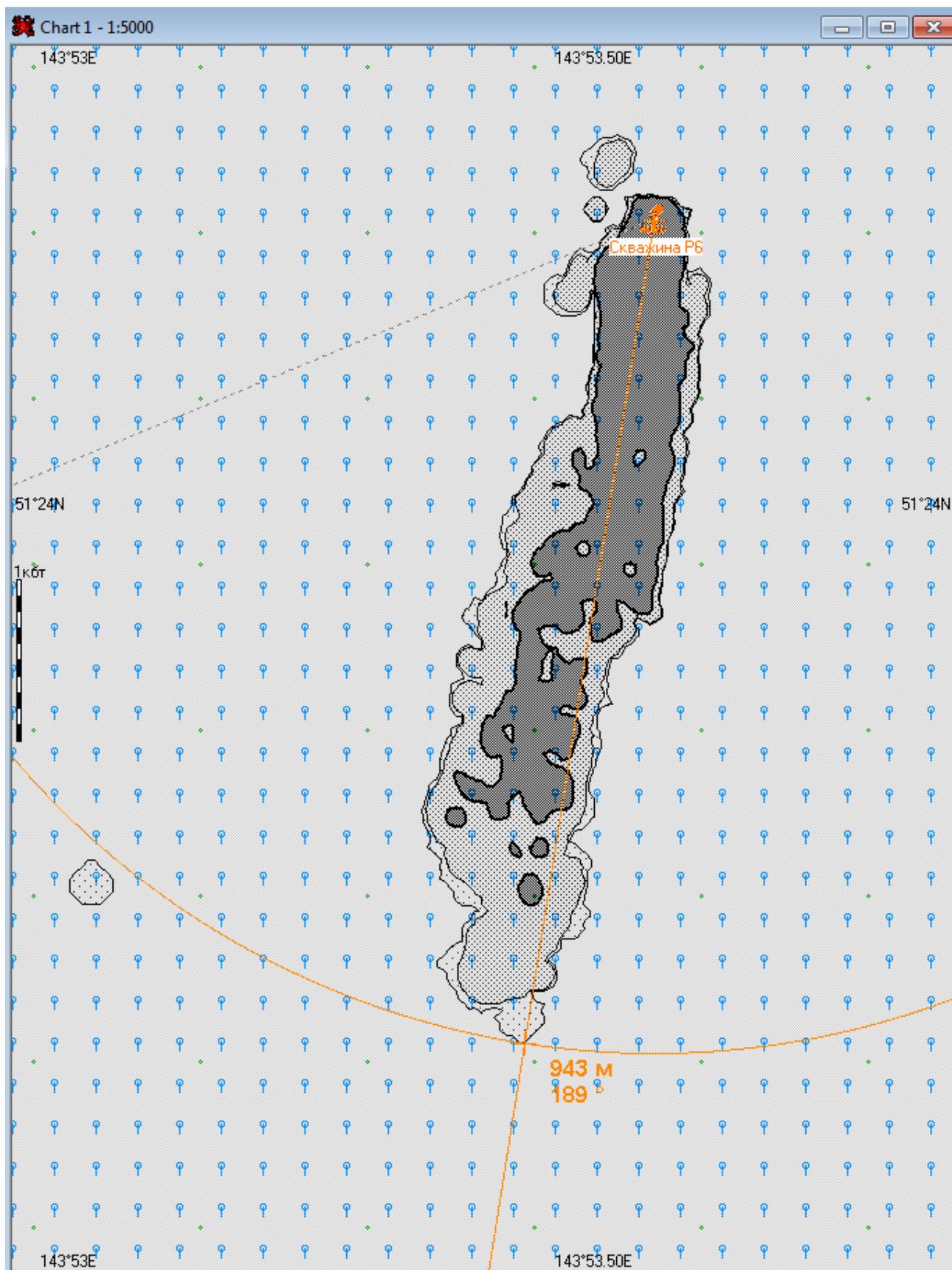


Рис. 1А.48.2. – Карта ЧС(Н) на 48 часа с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

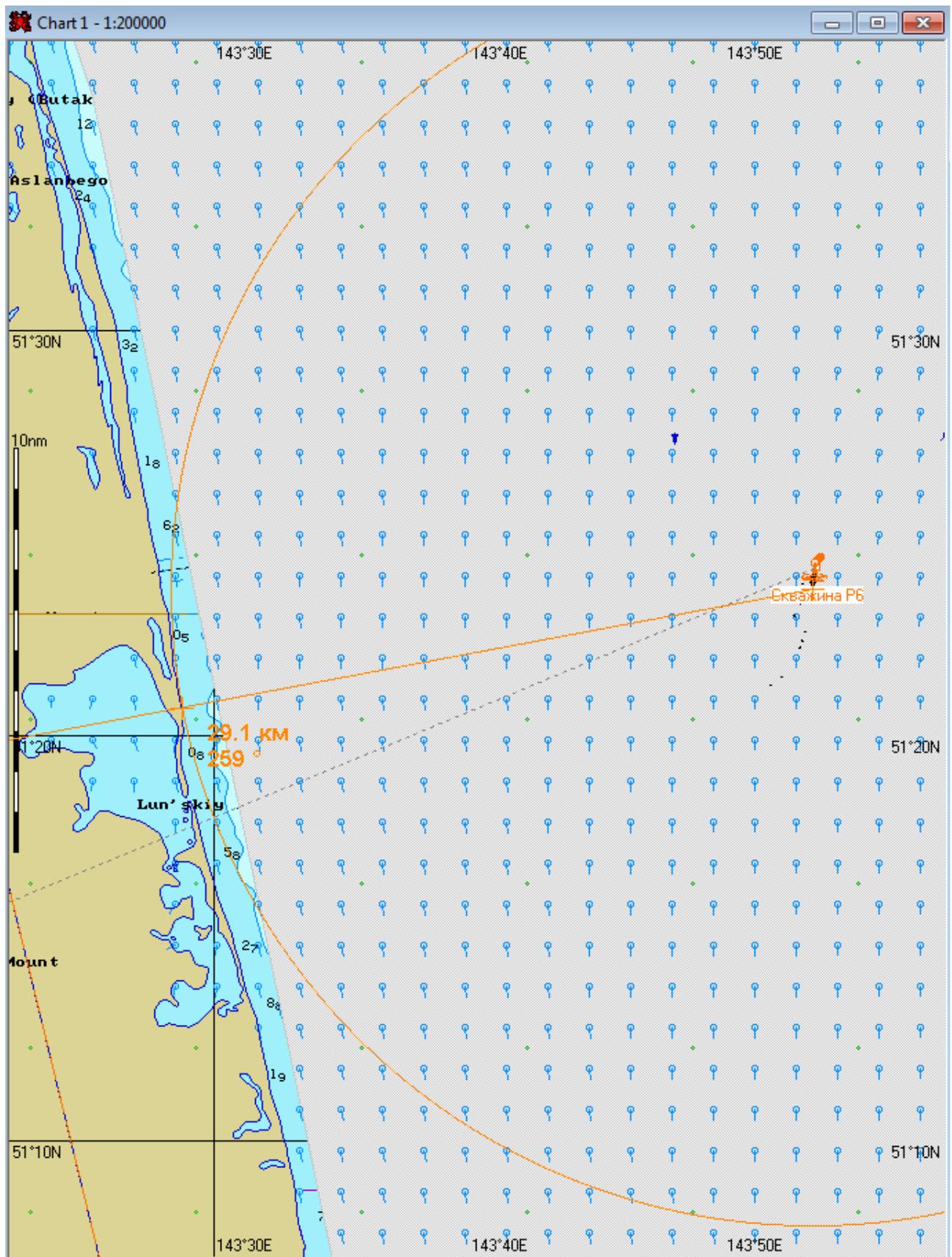


Рис. 1А.48.3. – Карта ЧС(Н) на 48 часов с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты)

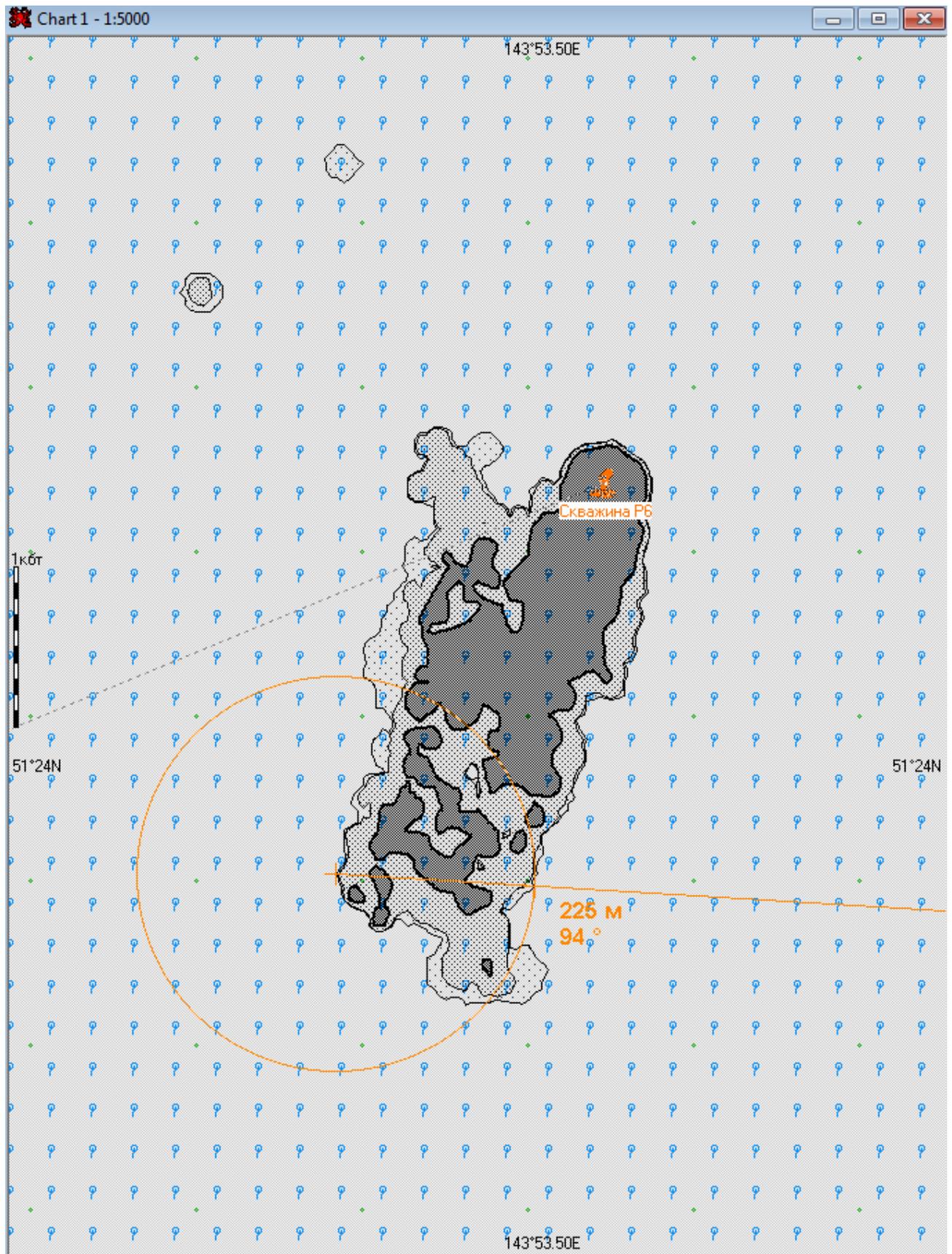


Рис. 1А.72.1. – Карта ЧС(Н) на 72 часа с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна)

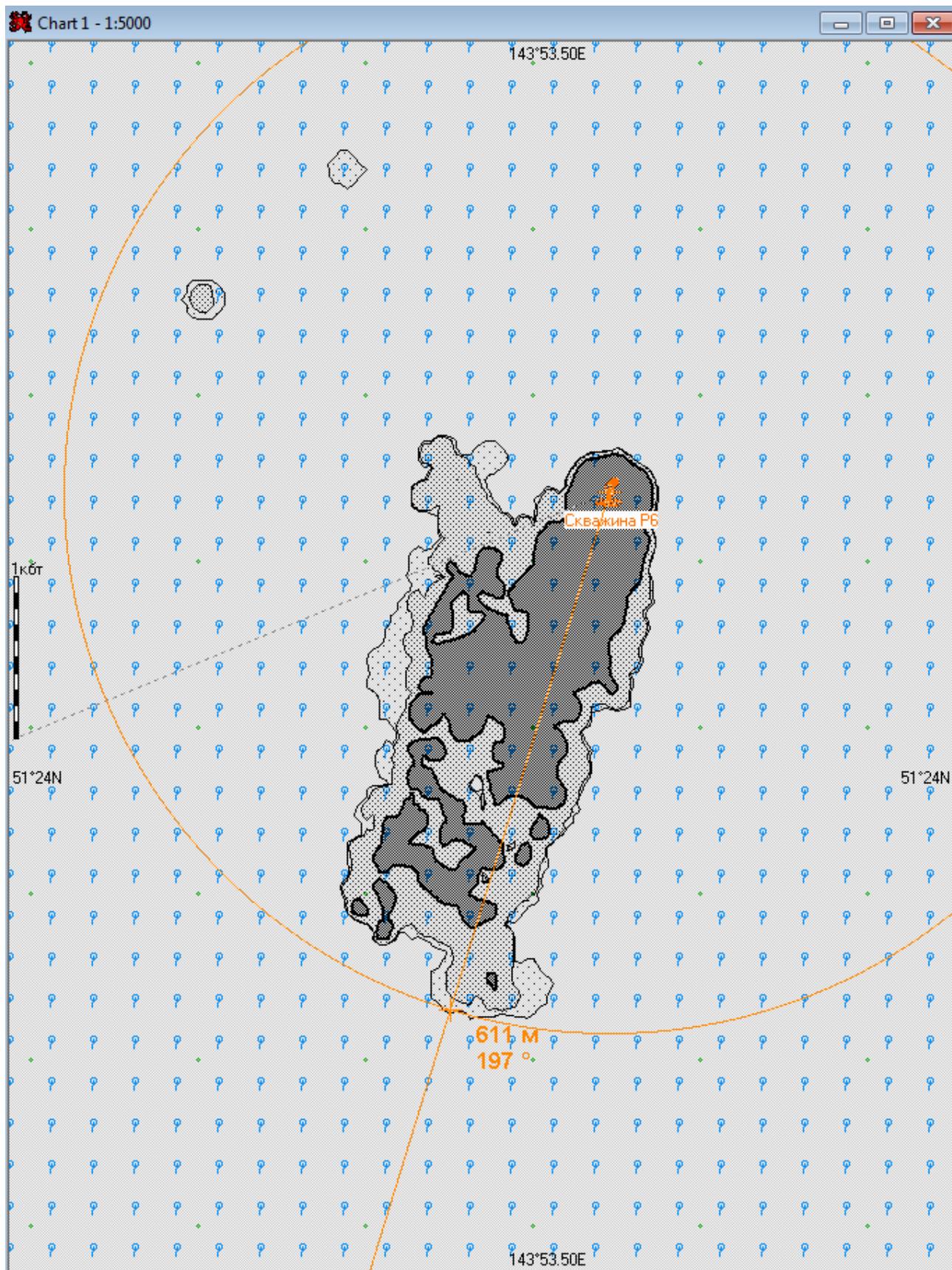


Рис. 1А.72.2. – Карта ЧС(Н) на 72 часа с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки)

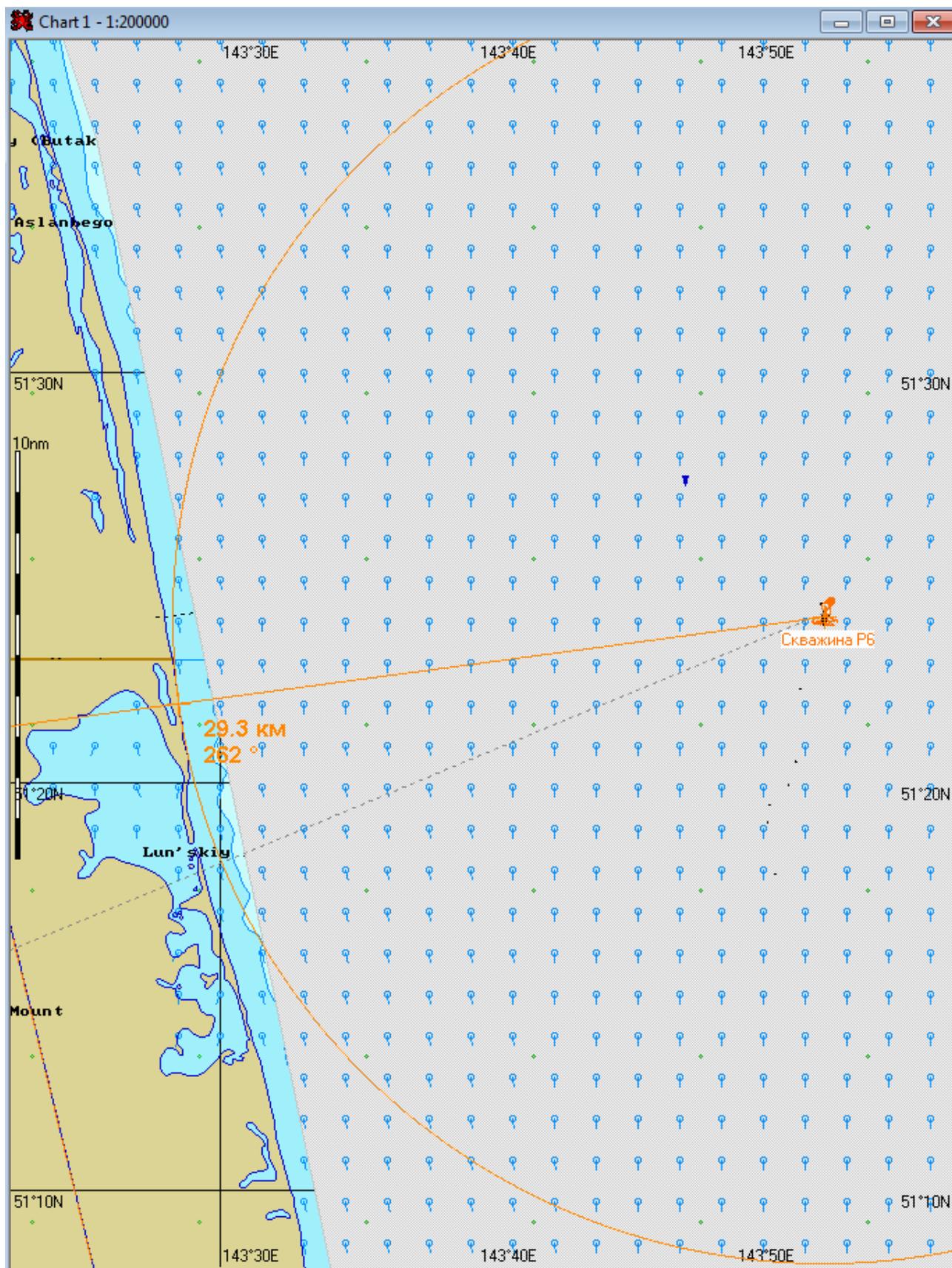


Рис. 1А.72.3. – Карта ЧС(Н) на 72 часов с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты)

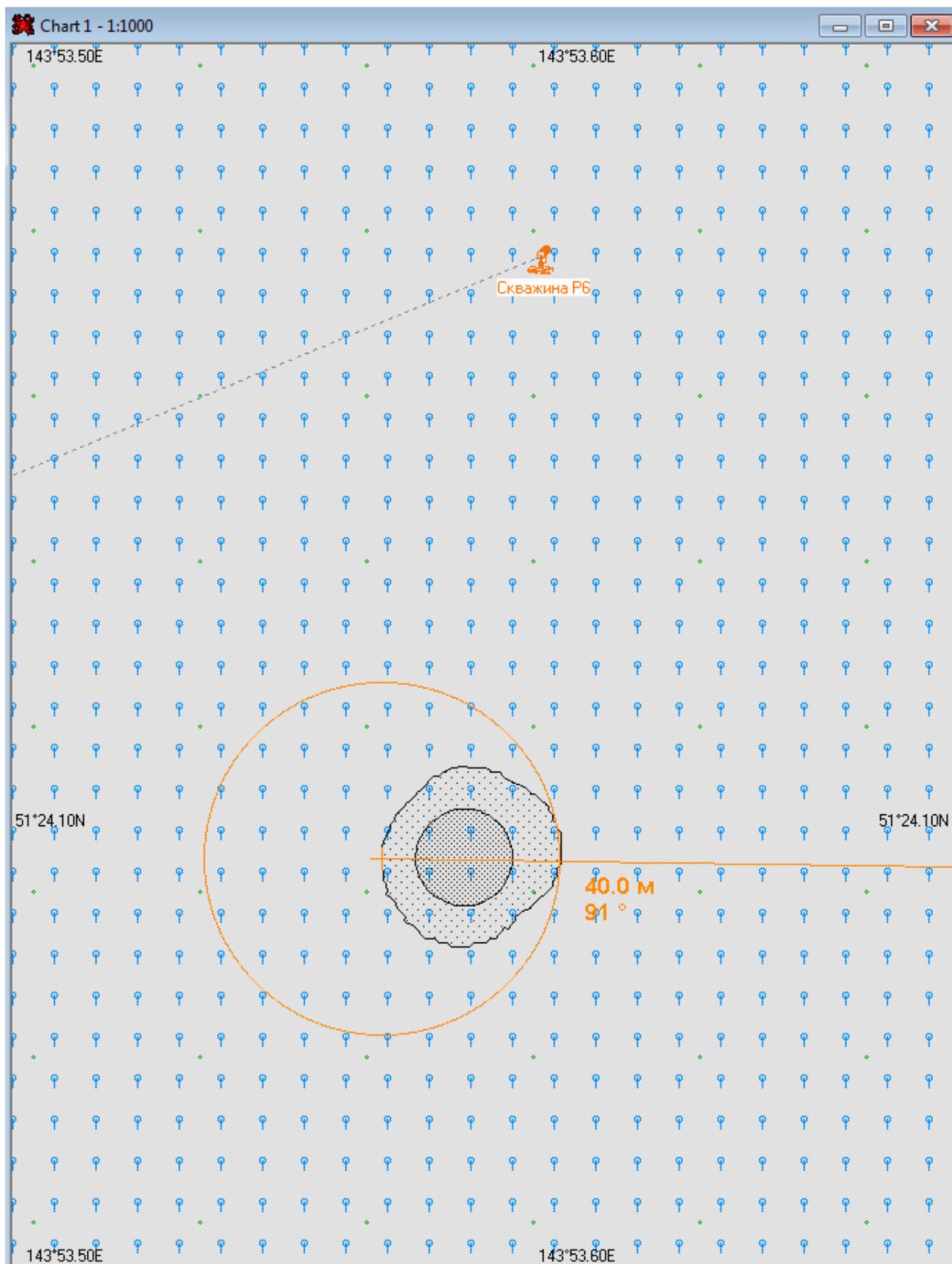


Рис. 1А.96.1. – Карта ЧС(Н) на 75 часов 15 минут с момента разлива (конфигурация нефтяного пятна) (полное рассеивание)

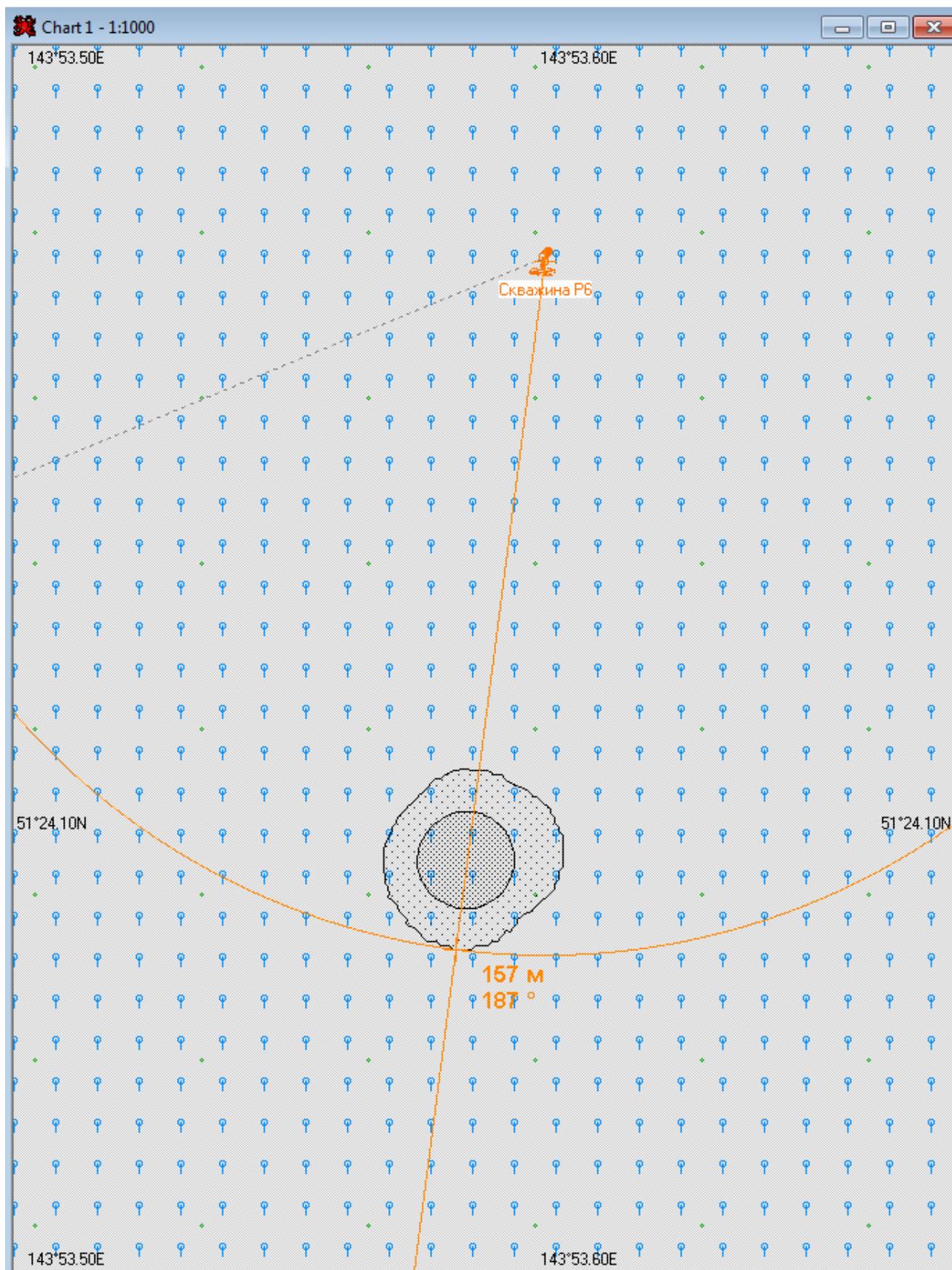


Рис. 1А.96.2. – Карта ЧС(Н) на 75 часов 15 минут с момента разлива (расстояние от источника разлива до дальней кромки) (полное рассеивание)

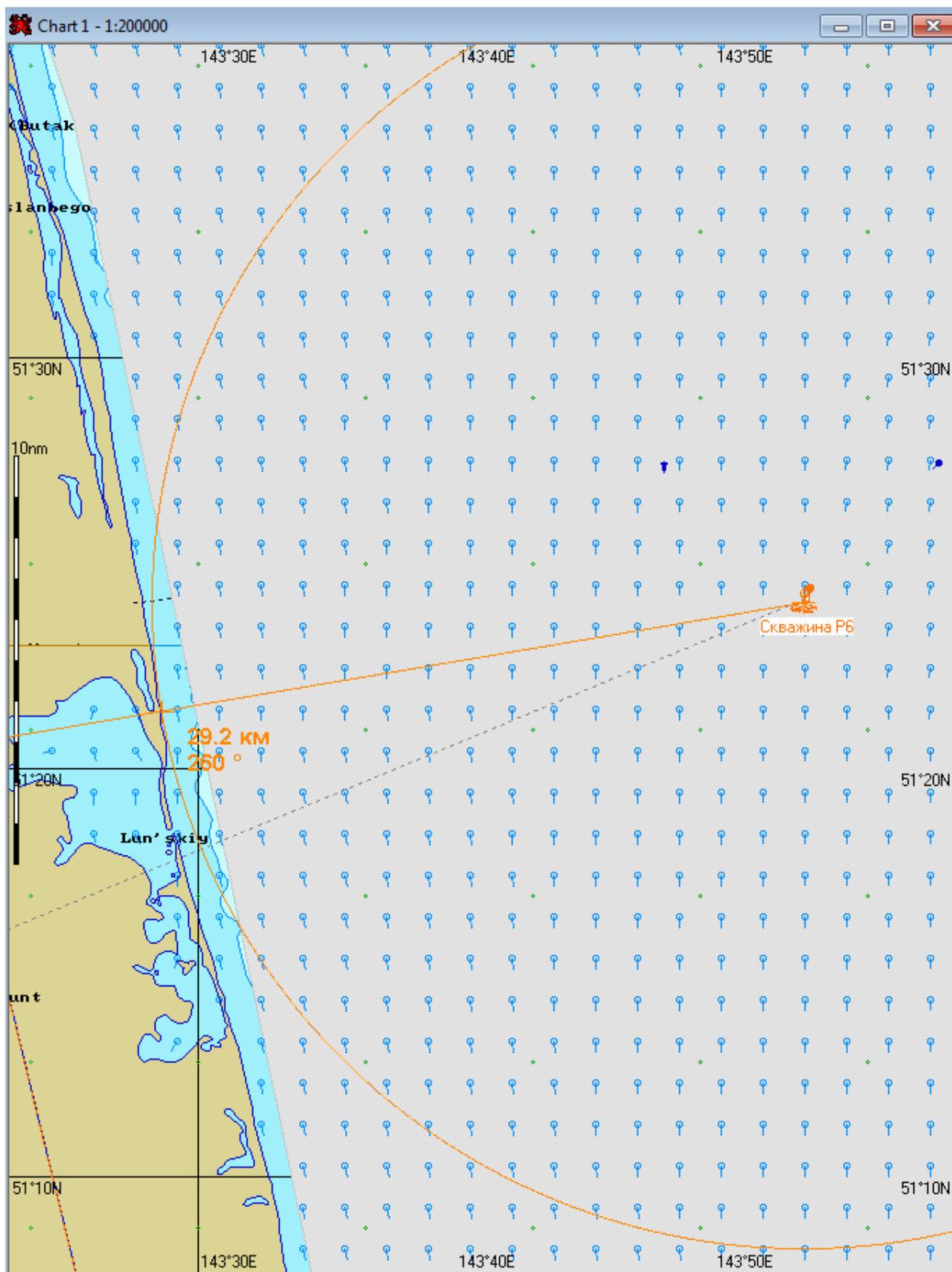


Рис. 1А.96.3. – Карта ЧС(Н) на 75 часов 15 минут с момента разлива (расстояние от нефтяного пятна до береговой черты) (полное рассеивание)

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Fay J.A. Physical processes in the spread of oil on a water surface. *Proc. On Prevention and Control of Oil Spill*, American Petroleum Institute: Washington, DC, pp.463-467, 1971.
- 2 NOAA (2000) - *ADIOSM (Automated Data Inquiry for Oil Spills) version 2.0*. Seattle: Hazardous Materials Response and Assessment Division, NOAA. Prepared for the U.S. Coast Guard Research and Development Center, Groton Connecticut.
- 3 Oil Spill Modelling and Processes. Edited by C.A. Brebbia. WIT Press 2001.
- 4 Tkalin A.V. Evaporation of petroleum hydrocarbons from films on a smooth sea surface. *Oceanology of the Academy of Sciences of the USSR*, 26, pp.473-474. 1986.
- 5 Stiver W., Mackay D. Evaporation rate of spills of hydrocarbons and petroleum mixtures. *Environ. Sci. & Tech.*, 18, pp.834-840, 1984.
- 6 Mackay O., I.A. Buistt, R. Marcarenhas, S. Paterson. Oil spill processes and models, Environment Canada Manuscript Report No. EE-8, Ottawa, Ontario, 1980.
- 7 Mooney M. The viscosity of a concentrated suspension of spherical particles, *J. Colloidal Science*, 10, 1951, pp.162-170.
- 8 Garo, J.P., Vantelon, J.P., Gandhi, S., Torero, J.L. "Some observation on the pre-boilover burning of a slick of oil on water", *Proceeding of the Nineteenth Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar*, pp.1611-1626, 1996.
- 9 Cormack D., Nicols T. The Natural and Chemical Dispersion of Oil in the Sea, Paper Presented at Workshop on Petroleum. Hydrocarbons in the Marine Snvironmental. Sep., 1975.
- 10 IMCO/FAO/UNESCO/IAEA/LN Joint Group of Experts on the Scientific Aspects of Marine Pollution (GESAMP). Impact of Oil on the Marine Environment. Rep. Stud. GESAMP, 1977 (6), 250 p.
- 11 Cormack D., Nichols Y.A., Lynch B. Investigation of Factors Affecting the fate of North Sea Oils Discharged et Sea. Part 1: Ekofisk Crude Oil, July 1975. February 1978. Warren Spring Laboratory, Department of Industry.