

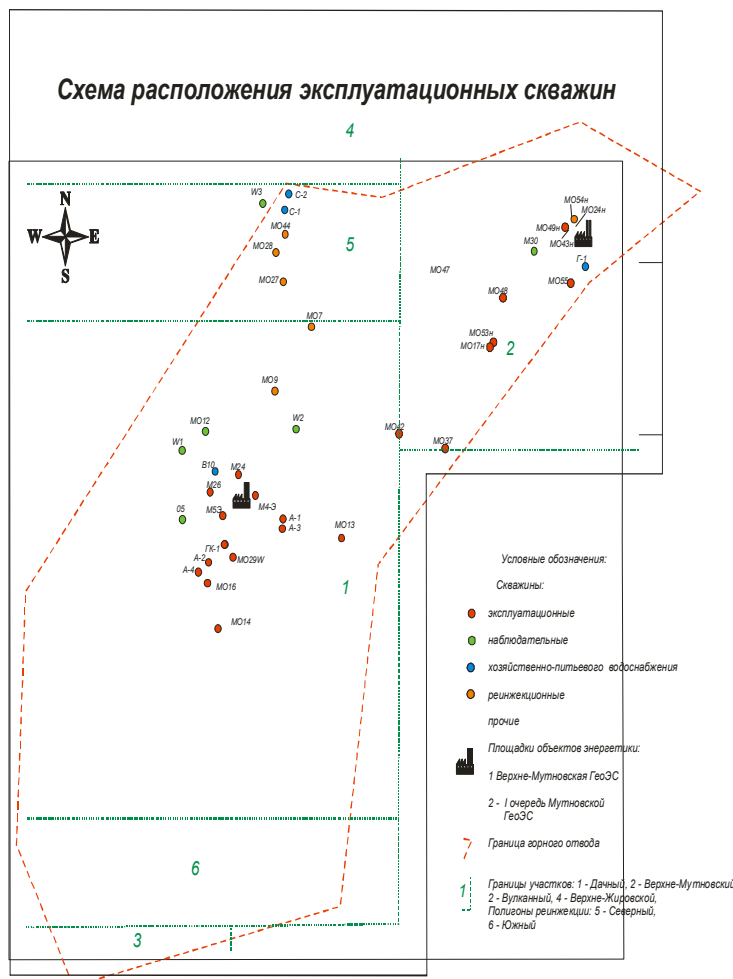
# МУТНОВСКОЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ, МОНИТОРИНГ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕИНЖЕКЦИИ НА ДОБЫЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

Чернев И.И.

ОАО “Геотерм”, Петропавловск-Камчатский, Россия;  
E-mail: [IChernev@geoterm.Kamchatka.ru](mailto:IChernev@geoterm.Kamchatka.ru)

## 1. Введение

Геологоразведочные работы, направленные на поиски и разведку парогидротерм в пределах Мутновского геотермального района, проводились в течение 16-ти лет, охватив период с 1978 по 1994 годы. Были проведены разнообразные специализированные геофизические и специальные геолого-гидрогеологические съемки и буровые работы.



По геолого-гидрогеологическим условиям месторождение было подразделено на несколько разных участков. Часть из них была установлена на основании наличия видимой разгрузки термальных вод (Дачный, Верхне-Мутновский, Верхне-Жировской), другие - на основе предположений о скрытой разгрузке терм и наличии аномалий низкого электрического сопротивления пород. Так, были выделены участки Вулканный, Освистанный и

Пенистый.

По результатам геологоразведочных работ 1979-1987 г.г. ГКЗ СССР утвердил (по состоянию на 01.12.87г.) балансовые эксплуатационные запасы Дачного участка Мутновского месторождения парогидротерм в количестве 200кг/с пара (с энтальпией 660 ккал/кг) по категориям  $C_1+C_2$  на 30-ти летний срок использования для обоснования строительства I-ой очереди геотермальной станции мощностью 50 МВт, при условии разработки с обратной закачкой отработанного теплоносителя в продуктивные горизонты.

По итогам незавершенных поисково-разведочных работ, в конце 1990 года, была произведена переоценка эксплуатационных запасов месторождения, прошедших апробацию в ЦКЗ достаточном для обеспечения работы электростанции мощностью 78МВт, в котором эксплуатационная площадь включала участки Дачный, Верхне-Мутновский и Северный полигон реинжекции.

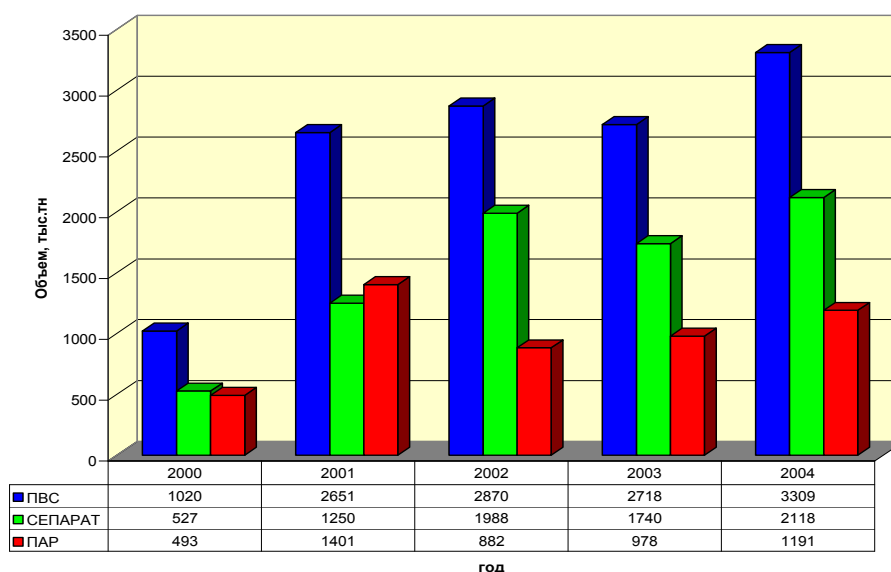
## 2. Верхне-Мутновский участок

В декабре 1999 года на Верхне-Мутновском участке была введена в эксплуатацию Верхне-Мутновская геотермальная станция (В-Мутновская ГеоЭС) мощностью 12 МВт.

В технологическом цикле задействовано 6 скважин, в том числе:

- 3 добычные (№№ 055, 048, 049)
- 3 реинжекционные (№№024Н, 054Н – сепарат, №043Н – конденсат).

Объем добычи теплоносителя по В-Мутновской ГеоЭС



За 5 лет эксплуатации объем добычи пароводяной смеси (ПВС) возрос с 1020 до 3309 тыс. тонн в год.

Объем закачки только сепарата с температурой около 160<sup>0</sup>С возрос с 527 до 2118 тыс. тонн в год.

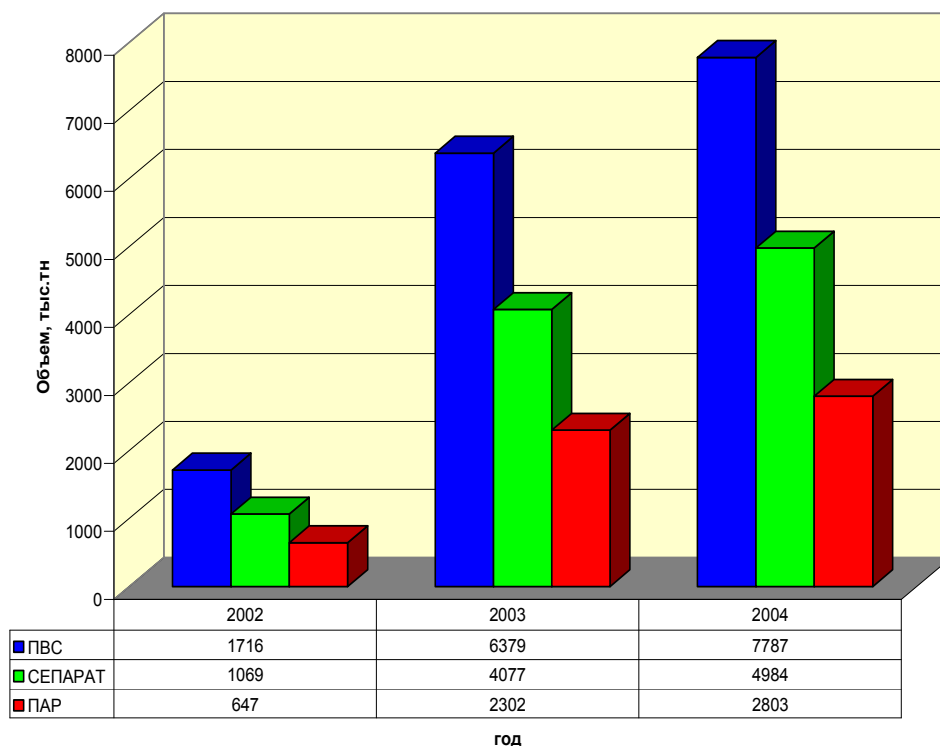
### 3. Участок Дачный

Промышленная эксплуатация Участка Дачный начата пуском первого турбогенератора (ТГ-1) в сентябре 2002 года на Мутновской ГеоЭС-1.

В технологическом цикле на первом этапе (2002 год) было задействовано 12 скважин, в том числе:

- 6 добычи теплоносителя (№№016, 26, 5-Э, 029W, А-2, 4-Э)
- 3 реинжекции сепарата (№№ 017, 018, 044)
- 1 реинжекции конденсата (№07)
- 2 добычи пресных вод для технологических нужд (№С-1, С-2).

Объем добычи теплоносителя по Мутновской ГеоЭС-1



Дополнительно введены в эксплуатацию еще 4 добычные скважины:

- 2003 год - №24, 037
- 2004 год - №013. ГК-1

Объем добычи теплоносителя за 3 года эксплуатации возрос с 1716 до 7787 тыс.тн. в

год. Объем закачки отработанного теплоносителя (сепарата) возрос с 1069 до 4984 тыс. тн. в год.

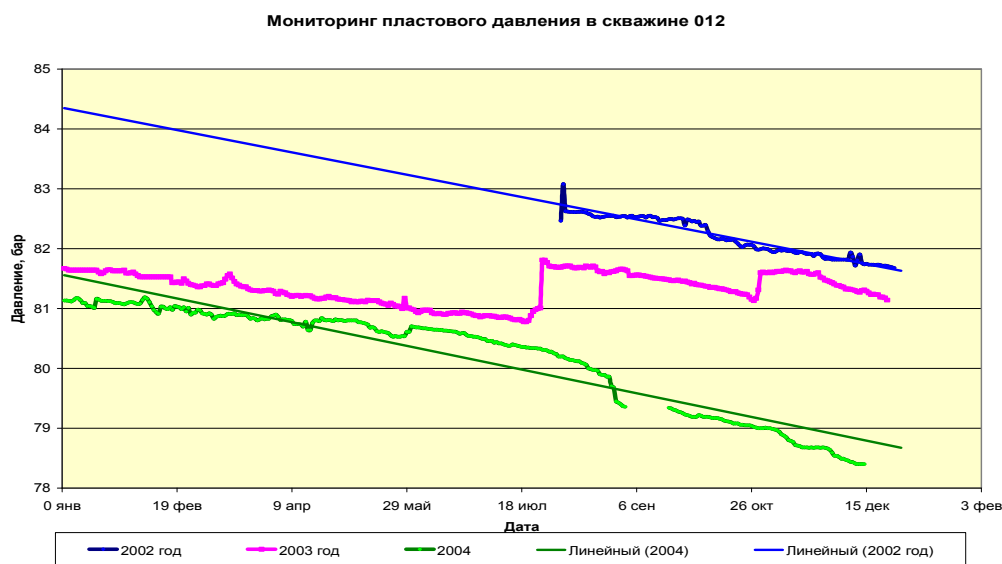
#### 4. Мониторинг изменения состояния геотермального поля Мутновского месторождения парогидротерм в процессе эксплуатации

Мониторинг проводится в соответствии с Проектом разработки Мутновского месторождения парогидротерм и включает:

1. мониторинг пластового давления (скв. №012) капиллярной трубкой компании PRUETT.
2. мониторинг (точечные замеры приборами компании KUSTER.) температуры и давления по стволу наблюдательных скважин
3. мониторинг устьевых параметров (температура, давление) добычных и реинжекционных скважин
4. газогидрохимический мониторинг пароводяной смеси
5. мониторинг изменения расходных характеристик добычных скважин

##### 4.1. Краткий вывод по анализу и обработке результатов мониторинга

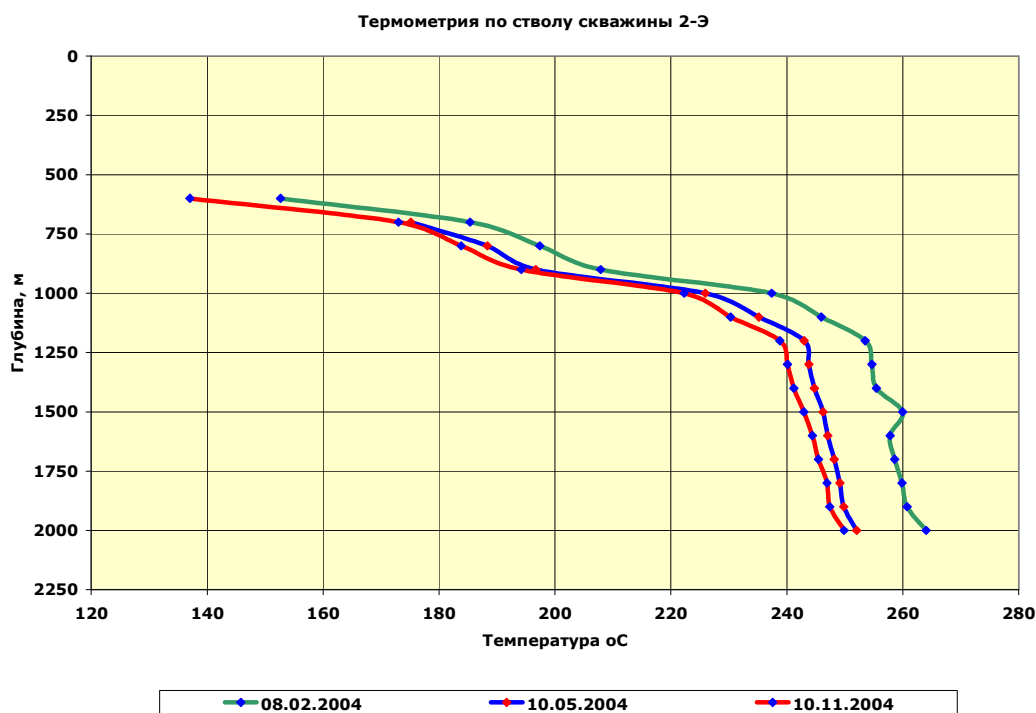
1. Происходит линейное равномерное снижение пластового давления в резервуаре со скоростью 0.005 бар/сутки. Линейное снижение давления в



геотермальном резервуаре характерный признак превышения расхода отбора теплоносителя над расходом притока глубинного теплоносителя в геотермальный резервуар.

2. Результаты мониторинга температурного режима по стволу наблюдательных

скважин свидетельствуют о значительном падении температуры от 4 до 15<sup>0</sup>С.



3. Динамика падения паровой составляющей в скважинах пароконденсатной зоне до 8% в год, по скважинам зоны перегретых вод снижении до 5% в год
4. Произошло снижение давлений на устье добычных скважин:
  - по паровой зоне на 3.0 бар,
  - по зоне перегретых вод на 1.5 бар.
5. Произошло падение энтальпии по скважинам зоны перегретых вод с 340 ккал/кг до 250-270 ккал/кг
6. Интерпретация результатов геохимического мониторинга свидетельствует о том, что:
  - химический состав теплоносителя добычных скважин эксплуатирующих зону перегретых вод за время эксплуатации не претерпел принципиально важных изменений. Появилась тенденция к снижению содержания SiO<sub>2</sub> и снижению минерализации в целом.
  - более серьезные изменения химического состава теплоносителя произошли на скважинах 016, 26, эксплуатирующих зону «паровой шапки» месторождения. Наблюдается снижение SiO<sub>2</sub> до минимума и одновременно значительное увеличение гидрокарбонат иона (HCO<sub>3</sub>).
  - анализ результатов лабораторных исследований теплоносителя позволил прогнозировать изменение температуры по стволу добычных скважин по

Na/K геотермометру на 10-15<sup>0</sup>С. Данные результаты подтверждены прямыми замерами.

- анализ результатов лабораторных исследований теплоносителя при интерпритации отдельных химических элементов (Нпр. величины изменении концентрации хлорида) отражает степень сообщения между скважинами.

### **5. Оценка взаимного влияния реинжекции отработанного теплоносителя на добычные скважины**

Реализация в августе 2004 года программы трассерных исследований закачкой индикаторного вещества в реинжекционную скважину с **целью:**

1. Оценки взаимного влияния скважин реинжекции на добычные скважины
2. Определения направления и скорости движения подземных вод

стала ответом на поставленную задачу.

Индикаторный способ является одним из наиболее эффективных методов качественного и количественного изучения межскважинного пространства.

#### **5.1. Порядок выполнения работ**

Порядок работ включает:

- определение индикатора
- выбор участка, скважины нагнетания, количества контрольных скважин
- определение необходимого количества индикатора
- приготовление с использованием специального оборудования и закачивание в пласт индикаторной жидкости
- отбор и анализ проб на содержание индикатора

В качестве индикатора использован реагент калий-йод (**KI**)

**Калий –йод (KI)** – представляет собой белое кристаллическое вещество, хорошо растворимое в воде. Растворимость вещества на 100 гр.воды: при T=20<sup>0</sup>С составляет 127 гр., при T= 100<sup>0</sup>С составляет 206 гр.

Температура плавления **KI** – 680<sup>0</sup>С

Температура кипения **KI** - 1323<sup>0</sup>С

#### **5.2. Выбор скважины для закачки трассера**

Реинжекция сепарата Мутновской ГеоЭС-1 осуществляется с сентября 2002г в скважины №№ 027, 028 и 044. Причем подавляющая часть сепарата (90%) закачивается в скважину № 027.

По результатам анализа геологического строения, гидрогеологических и геотермических условий выше перечисленных скважин, предпочтение для закачки индикаторного вещества, при проведении трассерных исследований Мутновского геотермального поля, отдано скважине № 027.

Координаты устья скважины  $X = 45953.2$ ,  $Y = 24911.9$

В скважине № 027 зона интенсивной трещиноватости пород находится в интервале 963 – 1050 метров, обсажена щелевыми фильтрами диаметром 168 мм.

Геологический разрез в интервале установки фильтровой части обсадной колонны представлен чередованием андезитов, андезито-базальтов и их туфов ( $N_1^2$ ).

### **5.3. Выбор наблюдательных скважин для регистрации выхода трассера**

**Верхне-Мутновский участок** представлен скважиной № 049, как единственной на момент реализации программы находящейся в эксплуатации.

**Скважина № 049** наклонно-направленная (азимут  $270^0$ ), глубина по вертикали –1587м, глубина по стволу –1678м, отклонение 463м, угол отклонения  $22^0$ .

Координаты устья скважины  $X=48090.00$  ,  $Y=25212.00$

Продуктивные зоны находятся в интервале 1208-1587м по вертикали.

Геологический разрез в интервале установки фильтров представлен пропилитизированными туфами среднекислого состава с прослоями туфогенно-осадочных отложений( $P_3-N_1^1$ ).

Приемистость коллектора не определялась. Скважина эпизодически в работе с 1999г, с ноября 2003 постоянно в эксплуатации. Расход скважины при рабочем давлении 10 ата составляет около 25 кг/с, из которых около 7 кг/с пар.

**Дачный участок** представлен скважинами №№ 24, 4-Э, 5-Э, 029W , 037. Скважина № А-2 как нестабильно работающая (по причине разрыва обсадной колонны) была исключена из опыта.

**Скважина № 24** вертикальная. Глубина 1300м. Координаты устья скважины  $X=45673.28$ ,  $Y=23754.10$ . Геологический разрез в интервале установки фильтра (1000.1 – 1066.5м) представлен литокластическими туфами дацитов, андезитодацитов( $N_1^1$  br). Породы интенсивно пропилитизированы. Фильтрационные параметры коллектора не установлены. Скважина с октября 2003г находится в эксплуатации в качестве добычной. Расход скважины при рабочем давлении 8.4 ата составляет 13.2 кг/с ПВС , из которых 2.7кг/с –пар.

**Скважина № 4-Э**, вертикальная. Глубина 1896м. Координаты устья скважины  $X=45780.00$ ,  $Y=23663.00$ . Геологический разрез в интервале продуктивных зон 1408 – 1896м представляет чередование лав и туфов дацитового и липаритодацитового состава ( $N^1_1$  br). Приемистость скважины 0.14 л/с х м. Скважина в эксплуатации с сентября 2002г. Расход скважины при рабочем давлении 7.5 ата в 2004 г составляет 31.7 кг/с ПВС, из которых 6.7 кг/с пара.

**Скважина № 5-Э**, вертикальная. Глубина 1954м Координаты устья скважины  $X=45530.00$ ,  $Y=23540.00$ . Зоны интенсивной трещиноватости в интервале 1267 – 1954м обсажены фильтровой колонной. Скважина в эксплуатации с октября 2002г. Расход скважины №5-Э при рабочем давлении 6.2 ата составляет 36 кг/с ПВС, из которых 9.0 кг/с пар.

**Скважина № 029W**, вертикальная. Глубина 1071м. Координаты устья скважины  $X=45591.20$ ,  $Y=23319.60$ . Геологический разрез в продуктивном интервале 858 – 1071м представлен пропилитизированными туфоловами дацитового состава с прослоями туфов смешаного состава ( $P_3 - N^1_1$ ). Приемистость скважины не установлена. Скважина постоянно в работе с сентября 2002г. Расход скважины на 2004г при рабочем давлении 7.8 ата составляет 71 кг/с ПВС, из которых 18 кг/с пар.

**Скважина № 037**, вертикальная. Глубина 1771м. Координаты устья скважины  $X=47200.00$ ,  $Y=24016.00$ . Геологический разрез в интервале установки фильтров 1196 – 1771м представлен раннечетвертичной интрузией андезитобазальтов(ab  $Q_1$ ). Приемистость коллектора составляет 0.08 л/с х м. Скважина эксплуатируется с ноября 2003г. Расход теплоносителя при рабочем давлении 9.0 ата составляет 27.3 кг/с ПВС , из которых 7.3 кг/с пар.

#### **5.4. Методика проведения работ**

**I этап. Отбор и анализ результатов фоновых проб** по всем добычным скважинам Верхне-Мутновского и Дачного участков.

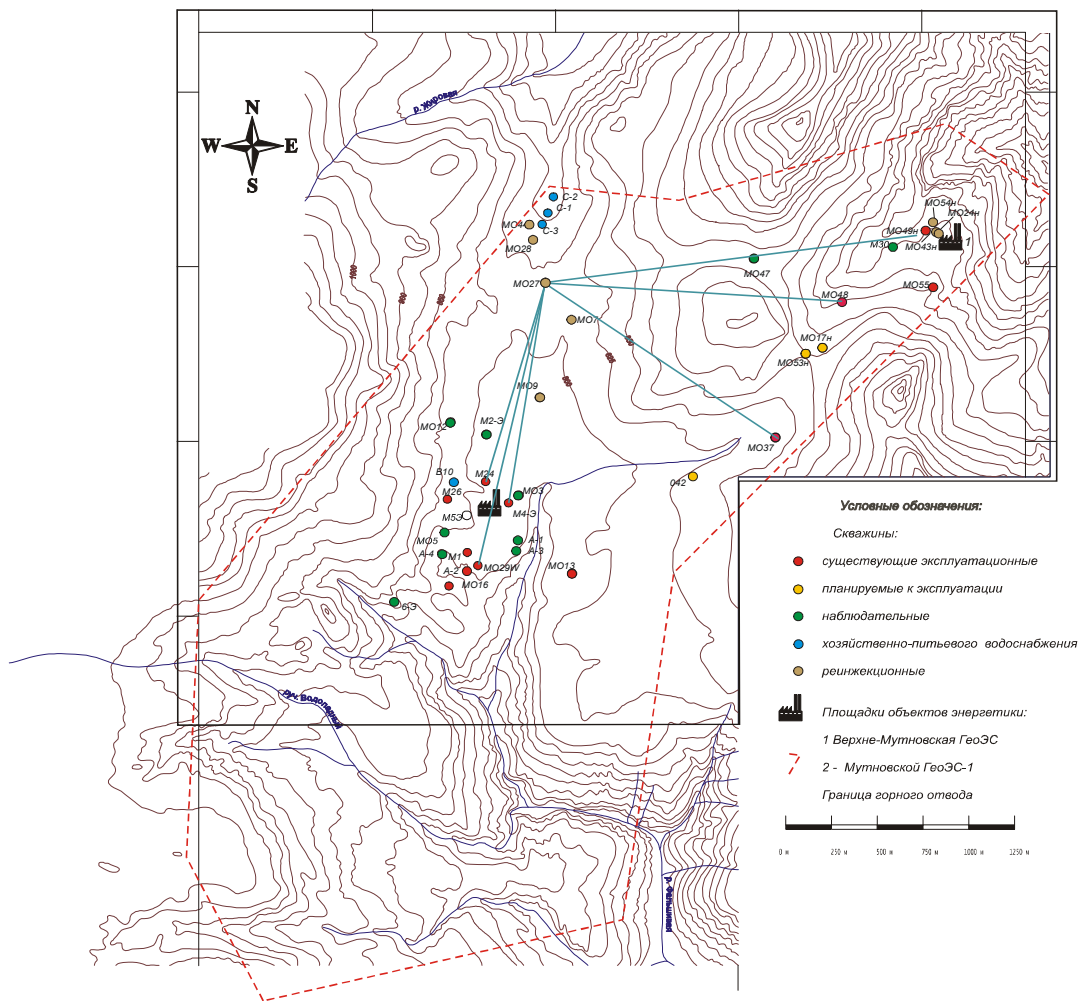
- в декабре 2003 года
- в августе 2004 года, непосредственно перед закачкой индикатора

**II этап. Зкачка  $10\text{м}^3$  рабочего раствора (трассерного вещества)** с плотностью  $1.11\text{г}/\text{см}^2$  и концентрацией КJ 15% в скважину № 027 цементировочным агрегатом ЦА-320.

**III этап.** Отбором проб в период 6 по 25 августа 2004 года в скважинах № 4-Э, 24, 029W, 037, 049, 5-Э.



Схема трассерных исследований



### 5.5. Результаты работ

Отобрано 178 проб пароводяной смеси, в том числе:

- скважина 4-Э – 29
- скважина 5-Э – 30
- скважина 24 – 29
- скважина 029W – 30
- скважина 049 – 29

Химический анализ проведен фотометрическим методом определения иодид-ионов (по ГОСТ 23268-16-78).

Химический элемент J (иод-ион) на Дачном участке обнаружен в добычных скважинах №№ 4-Э, 5-Э, 029W, 24, 037, а также в скважине № 049 Верхне Мутновского участка.

Наибольшая концентрация J (иод-ион) выявлена в скважинах:

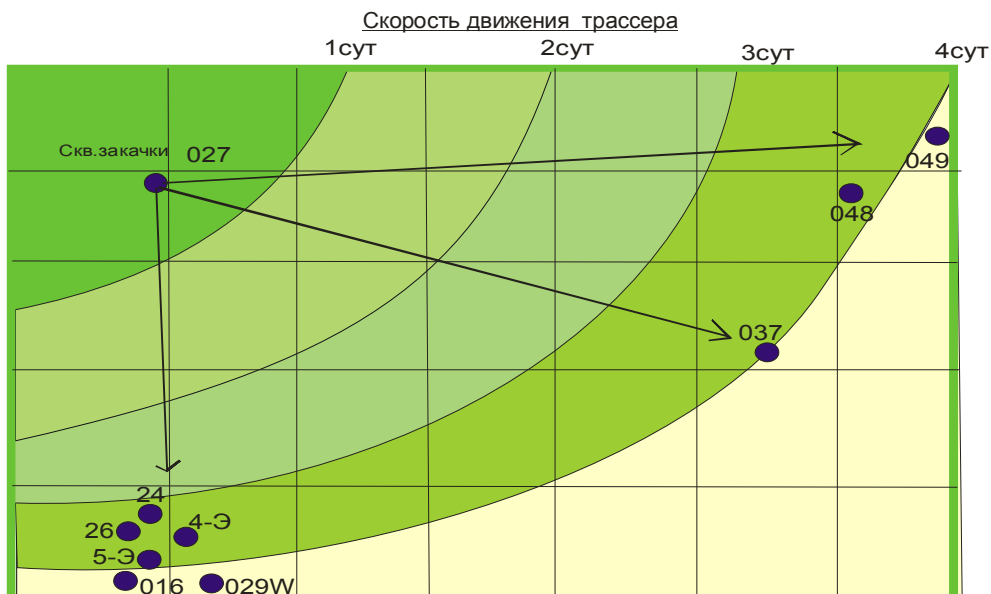
- № 037 в пробе № 52 - 0.447г/л, 9.08.2004г. в 18.30
- № 24 в пробе №105 - 0.270 г/л, 14.08.2004г в 8.50
- № 5 -Э в пробе № 92 - 0.236 г/л, 13.08.2004г. в 8.45
- № 029W в пробе №108 -0.158г/л, 14.08.2004г. в 8.35
- № 4-Э в пробе №103 -1.17г/л, 14.08.2004г. в 9.00
- №049 в пробе №65 - 2.07 г/л, 10.08.2004г. в 17.10

**Расчет движения трассера.**

№№ скважин	Расстояние от реинжекционной скважины № 027 до добычной, в метрах	Время появления максимального значения концентрации трассера в скважине от начала закачки	Скорость движения трассера м/час
		час.	
24	1208.9	111	10.9
4-Э	1271.9	87	14.6
5-Э	1357.8	182	8.5
037	1662.3	96	17.3
029W	1646	110	14.9
049	2036	88	23.1

При определении расстояния учтено наклонно-направленное положение скважины №049

№ скважин	Скорость, м/час	Пройдено метров			
		1сут.	2сут.	3 сут.	4 сут.
24	10.9	262	523	785	1046.4
4-Э	14.6	350	701	1051	1401.6
5-Э	8.5	204	408	612	816
037	17.3	415	830	1246	1660.8
029W	14.9	358	715	1073	1430.4
049	23.1	554	1109	1663	2217.6



Изменение химического состава теплоносителя (концентрации трассера в составе ПВС) в наблюдаемых добычных скважинах подобны волне. Независимо от длины и амплитуды волны моментом для расчета скорости движения является максимум концентрации иод-иона этой химической волны.

Максимальные скорости движения подземных вод (сепарата) наблюдаются в восточном направлении. Скорость движения подземных вод в направлении скважины № 049 (Верхне-Мутновский участок) составляя 23.1 м/час. Несколько меньшая скорость движения подземных вод наблюдается в юго-восточном направлении к скважине № 037 и равняется 17.3 м/час. Наименьшая скорость миграции подземных вод наблюдается в южном направлении от Северного полигона реинъекции к Центральному блоку Дачному участку составляя в среднем 12.2 м/час (от 8.5 м/час – скважина 5-Э до 14.9 м/час – скважина 029W).

Многопиковая форма диаграмм содержания трассера подтверждает трещинно-жильный тип коллектора и свидетельствует о многовариантности путей фильтрации флюида в геотермальном коллекторе.

#### **Выводы:**

- Сформировавшаяся в результате эксплуатации месторождения воронка депрессии достигла Северного полигона реинъекции и часть закачиваемого сепарата возвращается в добычные скважины как Дачного, так и Верхне – Мутновского участков Мутновского месторождения.
- Дачный и Верхне-Мутновский участки месторождения представляют единую гидрогеологическую структуру с общей зоной питания.
- Движения подземных вод в коллекторе направлены к участкам добычи теплоносителя, скорости движения составляют от 8.5 до 23.1 м/час в направлении с севера на юг и с севера на восток соответственно.
- Основная масса потока теплоносителя в горизонтальной проекции движется от Северного полигона реинъекции в южном и юго-восточном направлении. Вертикальная миграция незначительна, в направлении скважин №№24, 29W и 5Э играет более существенную роль.
- Повышение объемов закачиваемого сепарата как и снижение температур сепарата может вызвать постепенное снижение температур ПВС на добычных скважинах и повышение минерализации водяной фазы ПВС.