

УДК 622.276

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ МАРКИ ИК GRDC-0421 НА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШУР-СУВ

**Турсунов Максад Абдужалилович**

канд. техн. наук, Начальник отдела «Комплексной защиты  
нефтепромыслового оборудования»

ООО «Geo Research and Development Company»

Республика Узбекистан, г. Ташкент

[maksad.tursunov@grds.uz](mailto:maksad.tursunov@grds.uz)

**Рустамов Мирзохид Мансур угли**

Стажер - исследователь Каршинского Инженерного Экономического  
Института факультета «Нефти и газа»

Республика Узбекистан, г. Карши

[mrm4650606@gmail.com](mailto:mrm4650606@gmail.com)

### АННОТАЦИЯ

В статье рассмотрены результаты опытно - промышленного испытания ингибитора коррозии марки ИК GRDC-0421 на месторождении Шур-сув.

**Ключевые слова:** Шур-сув, скважина, алайский слой, сумсарский слой, плотность.

### ABSTRACT

The article discusses the results of a pilot test of corrosion inhibitor IK GRDC-0421 at the Shur-suv field.

**Keywords:** Shur-suv, well, Alai layer, Sumsar layer, density.

### ANNOTATSIYA

Maqolada Sho‘r-suv konida IK GRDC-0421 korroziya ingibitori tajriba sinovi natijalari muhokama qilinadi.

**Kalit so‘zlar:** Sho‘r-suv, quduq, Oloy qatlami, Sumsar qatlami, zichlig.

Месторождение Шур-сув расположено в 33 км к югу от города Коканд, на территории Ферганской области Республики Узбекистан, в тектоническом

отношении приурочено к антиклинальной складке, широтного простирания, сложенной неогеновыми, палеогеновыми, меловыми, юрскими и палеозойскими отложениями. В 1926 году в сводовой части структуры Шур-сув IV была заложена разведочная скважина №1, при испытании которой в 1927 г. из IV пласта ханабад-исфара риштанских отложений палеогена, был получен приток нефти дебитом 25 т/сут, что послужило толчком к форсированному разбуриванию структуры. Нефтедержащими являются II, IV, V, VI, VII, VIII и IX горизонты. Верхняя пачка алайского слоя выделяется, как VII горизонт и представлена известняками светло-серыми, местами доломитизированными с прослоями устричников и ракушечников. Этот горизонт является основным эксплуатационным объектом. Рассмотрим по горизонтам физико-химические свойства пластовых флюидов. Месторождении Шур-сув IV относится к категории многопластовых. В частности, в палеогеновых отложениях нефтеносны II, IV, V, VII, VIII и IX горизонты.

Плотность нефти II пласта сумсарских слоев палеогеновых отложений 0,8563-0,8690 г/см<sup>3</sup>, (в %) серы 0,35-0,53, акцизных смол 72-73; силикагелевых смол 4,13-10,62; кокса 5,16-7,80; парафина -6,39-7,43, асфальтена 0,3-2,33.

Выход легких фракций по Энглери (в %): до 150<sup>0</sup> = 5-16 до 200<sup>0</sup> = 16-26; до 300<sup>0</sup> 26-43. Вязкость нефти по Энглери при 20<sup>0</sup> 3,13-26,24 стп, при 50<sup>0</sup> - 1,57-9,57. Начало кипения 51-72<sup>0</sup>С. Таким образом, нефти II пласта палеогеновых отложений являются малосернистыми, смолистыми и высокосмолистыми, высокопарафинистыми, по плотности нефти среднетяжелые. II продуктивного пласта сумсарских слоев палеогеновых отложений сложен из серых песчаников с прослоями глин и алевролитов. Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу. Удельный вес 1,0203 г/см<sup>3</sup>. Содержание микрокомпонентов составляет: брома -37 мг/л, йода -0,53 мг/л, бора 17,64мг/л. Нефть IV горизонта имеет плотность – 0,910 г/см<sup>3</sup>. Содержание различных компонентов (в %) составляет: серы – 0,928; кокса – 5,6; асфальтенов – 1,72; акцизных смол 59,8; парафина 1,2. Выход легких фракций до 200 °С – 17 %. Вязкость Э<sub>50</sub> – 4,2.

IV продуктивный пласт палеогеновых отложений состоит из чередующихся известняков, песчаников, мергелей и глин. Общей мощностью 6м. Воды пласта относятся к хлоркальциевому типу, либо мало сульфатные. Удельный вес 1,0907 г/см<sup>3</sup>. Содержание микрокомпонентов составляет: брома -63 мг/л, йода -16 мг/л, бора 17,64мг/л, сероводорода -3 мг/л. Нефть V горизонта имеет плотность – 0,891 г/см<sup>3</sup>, относится к тяжелым. Содержание различных компонентов (в %) составляет: серы – 1,04, кокса – 4,2; асфальтенов – 1,47; акцизных смол - 46; парафина 3,8. Выход легких фракций до 100 °С – 2,04 %, до 200 °С – 12,29 %, до 300 °С – 27,67 %. Вязкость Э<sub>20</sub> – 9,46, Э<sub>50</sub> – 1,97. Воды горизонта относятся к

хлоркальциевому типу, плотность –  $1,0917 \text{ g/cm}^3$ . Газ V горизонта имеет плотность по воздуху 0,785, содержит (в %) сероводорода - 4,8; азота - 5,4; метана - 86,1.

V продуктивный пласта туркестанских слоев палеогеновых отложений состоит из серых пористых известняков общей мощностью 6 м. Воды пласта относятся к хлоркальциевому типу. Удельный вес колеблется  $1,0871 \text{ g/cm}^3$ . Содержание микрокомпонентов составляет: брома -35,96 мг/л, йода -10,16-18 мг/л, бора 17,64мг/л., с суммой солей равной 408,64 мг/экв. Нефть VI горизонта бессернистая, имеет плотность –  $0,828 \text{ g/cm}^3$ , относится к тяжелым. Содержание акцизных смол (в %) составляет - 16. Выход легких фракций при  $200 \text{ }^\circ\text{C}$  – 30,5 %. Вязкость нефти  $\text{Э}_{50}$  – 1,17. Газ VI горизонта легкий, содержит (в %) сероводорода - 5,98 % и углекислоты - 1,15.

VI продуктивный пласт туркестанских слоев палеогеновых отложений сложен из зеленовато-серых мелкозернистых, сильно глинистых песчаников, общей мощностью 6 м. Воды пласта относятся к хлоркальциевому типу. Удельный вес  $1,0710 \text{ g/cm}^3$ . Содержание микрокомпонентов составляет: брома - 34,91 мг/л, йода -10,16-15 мг/л, бора 18,64мг/л., с суммой солей равной 410,64 мг/экв. По сравнению с вышележащими горизонтами вода VI горизонта характеризуется повышенной сульфатностью (до 1 %/экв.).

Нефть VII горизонта имеет плотность –  $0,870 \text{ g/cm}^3$ , относится к тяжелым. Содержание различных компонентов (в %) составляет: серы – 1,54; кокса – 3,80; асфальтенов – 1,33; акцизных смол – 40,5; парафина 3,4. Выход легких фракций до  $100 \text{ }^\circ\text{C}$  – 5,37 %, до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$  – 18,5 %, до  $300 \text{ }^\circ\text{C}$  – 32,41 %. Вязкость  $\text{Э}_{20}$  – 4,39,  $\text{Э}_{30}$  – 2,64,  $\text{Э}_{35}$  – 2,16.

Таким образом, нефти VII пласта алайских слоев палеогеновых отложений являются смолистыми, сернистым, высокопарафинистыми, со средним удельным весом. Газ VII горизонта имеет плотность по воздуху 0,730, содержит (в %) сероводорода - 8,8; азота - 4,1; метана - 72, гелия – 0,016.

VII продуктивный пласт алайских слоев палеогена сложен светло-серыми доломитизированными известняками с прослоями устричников и ракушечников.

Воды VII продуктивного пласта алайских слоев палеогеновых отложений относятся к хлоркальциевому типу. Содержание микрокомпонентов составляет: брома-9мг/л, йода 11,3мг/л, бора 90,72 мг/л, аммония-54,87 мг/л, сероводород 891,4. Воды горизонта хлорно-кальциевые с суммой солей равной 358,92 мг/экв. Для вод VII горизонта характерно очень высокое содержание сероводорода-максимальное для нефтяных вод Ферганы. Нефть VIII горизонта имеет плотность –  $0,823 \text{ g/cm}^3$ . Содержание различных компонентов (в %) составляет: серы – 0,33; кокса – 1,84; асфальтенов – 0,56; акцизных смол – 11; парафина 4,0.

Выход легких фракций до 100 °С – 9,08 %, до 200 °С – 28,41 %, до 300 °С – 51,07 %. Вязкость  $\Delta_{20}$  – 1,44,  $\Delta_{30}$  – 1,26,  $\Delta_{35}$  – 1,22. Газ VIII горизонта легкий, содержит (в %) сероводорода - 9,8 и углекислоты – 0,72.

VIII продуктивный пласт бухарских слоев палеогена представлен светло-серыми загипсованными известняками с прослоями светло-серых песчаников и глин, мощность горизонта 15 м. Воды горизонта относятся к хлорно-кальциевому типу. Удельный вес 1,0791 г/см<sup>3</sup>. Содержание микрокомпонентов составляет: брома -50-84,27 мг/л, йода 1,4-8 мг/л, бора 17,64 мг/л, аммония-54,87 мг/л, сероводород 891,4. Воды хлорно-кальциевого типа, сумма солей составляет 309,06 мг/экв. Содержание сульфата повышенное, что объясняется выщелачиванием гипса, содержащегося в виде прослоев в известняках. Нефть IX горизонта имеет плотность – 0,835 г/см<sup>3</sup>. Содержание различных компонентов (в %) составляет: серы – 0,35; акцизных смол – 19,5. Выход легких фракций при 200 °С – 29%. Вязкость  $\Delta_{50}$  – 1,19.

IX продуктивный пласт бухарских слоев палеогеновых отложений представлен светло-серыми кварцевыми, мелкозернистыми песчаниками, общая мощность 10 м. Воды пласта относятся к хлорно-кальциевому типу, сумма солей составляет 370,28. Удельный вес 1,0710 г/см<sup>3</sup>. Содержание микрокомпонентов составляет: брома 110,07 мг/л, йода -5,7 мг/л, бора 17,64 мг/л, аммония-54,87 мг/л. Резюмируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что пластовые воды продуктивных пластов палеогеновых отложений месторождения Шурсув довольно близки между собой по минерализации и химическому составу. Воды месторождения относятся к типу хлорно-кальциевых вод, что характерно для вод нефтяных месторождений Ферганской впадины. Хотелось бы отметить, что в водах VI пласта туркестанских и VIII пласта бухарских слоев палеогеновых отложений отмечается несколько повышенное содержание сульфатного иона, что связано с процессами десульфирования. По состоянию на 01.04.2022 г. фонд эксплуатируемых скважин на месторождении Шур-сув составляет 6 единиц (№№ 102, 103, 107, 110, 113, 123)

#### **Эксплуатационная скважина №103**

пробурена в сводовой части структуры с целью эксплуатации IX пласта бухарских слоев палеогеновых отложений. Скважина начата бурением 07.04.1985 г., закончена бурением 24.04.1985 г., с забоем 505 м. в палеогеновых отложениях. В скважине опробование выполнено в трех интервалах, в результате в двух интервалах получены притоки нефти и в одном приток нефти с водой. По состоянию на 01.04.2022 г. скважина находится в эксплуатационном фонде.

### **Эксплуатационная скважина №104**

пробурена в сводовой части структуры с целью эксплуатации VII пласта алайских слоев палеогеновых отложений. Скважина начата бурением 12.05.1985 г., закончена бурением 25.05.1985 г., с забоем 503 м. в палеогеновых отложениях. В скважине опробование выполнено в двух интервалах, в результате получены притоки нефти. По состоянию на 01.04.2022 г. скважина находится в эксплуатационном фонде.

### **Эксплуатационная скважина №107**

пробурена в сводовой части структуры с целью эксплуатации IX пласта бухарских слоев палеогеновых отложений. Скважина начата бурением 20.02.1986 г., закончена бурением 10.03.1986 г., с забоем 505 м. в палеогеновых отложениях. В скважине опробование выполнено в двух интервалах, в результате получены притоки нефти. По состоянию на 01.04.2022 г. скважина находится в эксплуатационном фонде.

### **Разведочная скважина №110**

пробурена в юго-западной части структуры с целью разведки нефтегазоносности палеогеновых отложений. Скважина начата бурением 20.08.1992 г., закончена бурением 09.09.1992 г., с забоем 358 м. палеогеновых отложений. Скважина опробована в одном интервале, в результате получен приток нефти. По состоянию на 01.04.2022 г. скважина находится в эксплуатационном фонде.

### **Эксплуатационная скважина №113**

пробурена в юго-западной части структуры с целью разработки II пласта сумсарских слоев палеогеновых отложений. Скважина начата бурением 20.09.1992 г., окончена бурением 15.10.1992 г., с забоем 350 м. в палеогеновых отложениях. Скважина опробована в одном интервале, в результате получен приток нефти. По состоянию на 01.04.2022 г. скважина находится в эксплуатационном фонде.

### **Эксплуатационная скважина №125**

пробурена в северной части структуры, с целью разработки IX пласта бухарских слоев палеогеновых отложений. Скважина начата бурением 16.01.1993 г., закончена бурением 23.02.1993 г., с забоем 438 м. в палеогеновых отложениях. Скважина опробована в одном интервале, в результате получен приток нефти. По состоянию на 01.04.2022 г. скважина находится в эксплуатационном фонде.

В период 07.02 2021 года в скважинах №№; 102,103, 107,125 были определены содержание сероводорода в попутном нефтяном газе месторождения «Шур-сув» на устьях скважин. Результаты замеров приведены в

таблице №1.

Месторождения	№ скважин	Дата и время отбора проб	Количество сероводорода, % - мг/м <sup>3</sup>
Шур-сув	Скв №102	07.02.2021 год	3,7 - 0,0530
Шур-сув	Скв №103	07.02.2021 год	4,2- 0,0602
Шур-сув	Скв №107	07.02.2021 год	4,8 - 0,0688
Шур-сув	Скв №125	07.02.2021 год	3,4 - 0,0487

**Таблица 1 Содержание сероводорода в попутном нефтяном газе месторождения «Шур-сув» на устье скважин**

По содержанию сероводорода все анализированные попутные газы скважин относятся к высокосернистым. Как известно, высокое содержание сероводорода связано с сероводородной коррозией. Для определения скорости коррозии в декабре 2021 года на скважинах №103 и 107 были установлены образцы свидетелей коррозии (ОСК). Добывающая скважина № 103 (линия шлейфа): за декабрь 2021 года, на объекте исследований зафиксирована критическая скорость коррозии **1,1590 мм/год** что выше допуска на коррозию в 11,5 раз (ДСК= 0,1 мм/год). Образец-свидетель коррозии подвергся неравномерной коррозии нескольких типов. Основные коррозионные повреждения характерны для сероводородной коррозии. На ОСК зафиксированы сплошные неглубокие язвенные образования, распространяющиеся по большей части поверхности. Также имеются следы углекислотной и кислородной коррозии. Добывающая скважина № 107 (линия шлейфа): за декабрь 2021 года, на объекте исследований зафиксирована критическая скорость коррозии **1,3145 мм/год** что выше допуска на коррозию в 13 раз (ДСК= 0,1 мм/год). ОСК подвергся неравномерной коррозии по большей части поверхности. Имеются следы выраженной сероводородной коррозии в сопровождении углекислотной коррозии. Помимо характерных повреждений в виде неглубоких язв, а также условно сплошной сероводородной коррозии на одной из сторон, на торцах ОСК зафиксированы многочисленные питтинги (точечная коррозия). На скважинах № 103 и № 107 зафиксированы критические скорости коррозии более 1 мм/год. Наличие следов сероводородной коррозии говорит о высоком уровне содержания сероводорода в добываемой среде. В целях защиты скважинного оборудования было рекомендовано проведение ингибиторных обработок, с применением ингибитора коррозии марки ИК-GRDC-0421, производства ООО «GRDC», с постоянной либо периодической закачкой при постоянном коррозионном мониторинге. Ингибитор коррозии “ИК GRDC-0421” является усовершенствованным реагентом класса амидоаминных пленкообразующих

поверхностно-активных веществ (ПАВ). Ингибитор коррозии “ИК GRDC-0421” представляет собой по составу смесь продуктов реакций аминов с жирными кислотами талового масла, либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот (соль алифатических аминов с жирными кислотами) с растворителями и добавками, в качестве которых используются ароматические углеводороды, моторные топлива, сольвенты (нефрасы), эфирно- и спиртосодержащие смеси, продукты окси этилирования и алкилирования технических спиртов, парафинов и другие растворители и добавки, обеспечивающие ингибитору технологичность применения, усиливающие его диспергируемость, частичную водорастворимость и адгезию к поверхности защищаемого оборудования и коммуникаций, находящихся в средах с высокой солевой минерализацией, содержащих углекислый газ, кислород, сероводород и другие агрессивные примеси.

Ингибитор по качеству отвечает требованиям приведенном в таблице №2.

Наименование показателя	ИК GRDC-0421
Внешний вид:	Однородная малоподвижная жидкость темно-коричневого цвета
Плотность, $g/cm^3$ , не менее при 20 <sup>0</sup> C: при 50 <sup>0</sup> C:	0,810 0,933
Кислотное число, mg KON/g, в пределах:	8 – 30
Температура застывания, <sup>0</sup> C не выше:	Минус 40
Защитная способность при концентрации ингибитора, %, не менее 50 mg/l: 25 mg/l:	90 80

**Таблица 2.**

На месторождении Шорсу в рамках опытно-промышленных испытаний ингибитора коррозии марки ИК-GRDC-0421, производства ООО «GRDC», проведено 6 исследований на 2-х добывающих скважинах (I-II-III контрольный съем).

**Первый контрольный съем (Дозировка ИК 35 грамм/м<sup>3</sup> согласно программе ОПИ).** Средняя скорость коррозии по результатам I-го контрольного съема на объектах испытаний составила 0,1628 мм/год, что соответственно выше допуска на коррозию (ДСК 0,1 мм/год) в 1,6 раза. Средний защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам первого контрольного съема составил 86,6%.

**Добывающая скважина № 103 (линия шлейфа) I-ый контрольный съем.** На объекте исследований зафиксирована скорость коррозии 0,1928 мм/год что выше допуска на коррозию в 1,9 раза (ДСК= 0,1 мм/год). Коррозионные повреждения представлены сплошными

коррозионными пятнами на поверхности образца-свидетеля коррозии. Язвенных коррозионных повреждений не зафиксировано. Основные коррозионные повреждения характерны для сероводородной и углекислотной коррозии. Защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам первого контрольного съема на данной точке составил 83,4%.

**Добывающая скважина № 107 (линия шлейфа) I-ый контрольный съем.** На объекте исследований зафиксирована скорость коррозии 0,1327 мм/год что выше допуска на коррозию в 1,3 раза (ДСК= 0,1 мм/год). ОСК подвергся неравномерной коррозии по большей части поверхности. Имеются следы выраженной сероводородной коррозии в сопровождении углекислотной коррозии. Помимо характерных повреждений в виде неглубоких зарождающихся язв, на торцах ОСК зафиксированы многочисленные питтинги (точечная коррозия). Защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам первого контрольного съема на данной точке составил 89,9%.

**Второй контрольный съем (Дозировка ИК 30 грамм/м<sup>3</sup> согласно программе ОПИ).** Образцы-свидетели коррозии, перед экспозицией были предварительно обработаны 10% раствором испытуемого ингибитора коррозии, для определения возможности создания стойкой защитной ингибиторной пленки в разовой обработке поверхности металла. Средняя скорость коррозии по результатам II-го контрольного съема на объектах испытаний составила 0,0979 мм/год, что соответственно не превышает допуска на коррозию (ДСК 0,1 мм/год). Средний защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам второго контрольного съема составил 92,1%.

**Добывающая скважина № 103 (линия шлейфа) II-ой контрольный съем.** На объекте исследований зафиксирована скорость коррозии 0,0963 мм/год что не превышает допуск на коррозию (ДСК= 0,1 мм/год). Коррозионные повреждения представлены единичными коррозионными пятнами на поверхности образца-свидетеля коррозии. Язвенных коррозионных повреждений не зафиксировано. Защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам второго контрольного съема на данной точке составил 91,7%.

**Добывающая скважина № 107 (линия шлейфа) II-ой контрольный съем.** На объекте исследований зафиксирована скорость коррозии 0,0995 мм/год что не превышает допуск на коррозию (ДСК= 0,1 мм/год). Коррозионные повреждения представлены коррозионными пятнами на поверхности образца-свидетеля коррозии. На одной из кромок ОСК зафиксированы неглубокие мелкие язвы ранней стадии развития. Защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам второго контрольного съема на данной точке составил 92,4%.

**Третий контрольный съем (Дозировка ИК 25 грамм/м<sup>3</sup> согласно программе ОПИ).** Средняя скорость коррозии по результатам III-го контрольного съема на объектах испытаний составила 0,6632 мм/год, что значительно превышает допуск на коррозию (в 6,6 раза). Средний защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам третьего контрольного съема составил 46,9%. Образцы-свидетели коррозии перед экспозицией дополнительно обработаны не были.

**Добывающая скважина № 103 (линия шлейфа) III-й контрольный съем.** На объекте исследований зафиксирована критическая скорость коррозии 0,5227 мм/год что превышает допуск на коррозию (ДСК= 0,1 мм/год) в 5,2 раза. Образец подвергся выраженной сероводородной и углекислотной коррозии. Коррозионные повреждения представлены многочисленными неглубокими язвенными образованиями, распространяющиеся по большей части поверхности, а также коррозией пятнами. Имеются следы кислородной коррозии. Защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам третьего контрольного съема на данной точке составил 54,9%.

**Добывающая скважина № 107 (линия шлейфа) III-й контрольный съем.** На объекте исследований зафиксирована критическая скорость коррозии 0,8037 мм/год что превышает допуск на коррозию (ДСК= 0,1 мм/год) в 8 раз.

Образец подвергся выраженной сероводородной и углекислотной коррозии. Коррозионные повреждения представлены многочисленными неглубокими язвенными образованиями, распространяющиеся по большей части поверхности, а также коррозией пятнами. На одной из кромок ОСК имеется значительное коррозионное повреждение в виде каверны. Защитный эффект от ингибиторной обработки по результатам второго контрольного съема на данной точке составил 38,9 %.

### Фото ОСК

Сторона А

**СКВ 103**

**СКВ 107**



Фон I-съем II-съем III-съем Фон I-съем II-съем III-съем

Сторона Б

**СКВ 103**



**СКВ 107**



Фон I-съем II-съем III-съем Фон I-съем II-съем III-съем.

Второй контрольный съем ОСК в рамках ОПИ ингибитора коррозии марки ИК-GRDC-0421 показал способность обеспечения средней оптимальной защиты добывающего оборудования **92,1 %**. При этом необходимо отметить что защитный эффект был достигнут при одноразовой обработке ОСК перед экспозицией % раствором ИК. Что говорит о способности испытуемого ингибитора коррозии к образованию стойкой ингибиторной пленки. Учитывая специфику скважин, в целях обеспечения оптимальной коррозионной защиты необходимо рассмотреть возможность проведения периодических обработок (10% раствор, 1 раз в два месяца) и постоянного дозирования с удельным расходом реагента 25 грамм на м<sup>3</sup> добываемой жидкости, с постоянным мониторингом эффективности (См. [1] – [4]).

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ: (REFERENCES)**

1. <https://www.chem21.info/info/640241/> Коррозионная активность хлористого этила. / Справочник химика 21.
2. Структура и коррозия металлов и сплавов: Атлас. Справочник. Изд. Москва: Металлургия, 1989 г.
3. <https://www.chem21.info/info/1349105/> Железо окисление бактериями / Справочник 21.
4. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. // Москва: «Центрлитнефтегаз». 2008 г.