

ЛЕКЦИЯ 7

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

МЕТОДЫ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

- **основаны на способности кислот растворять горные породы или цементирующий материал**
- **В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**
(ИЗВЕСТНЯК, ДОЛОМИТ) **ОБРАБОТКА**
ПРОВОДИТСЯ РАСТВОРОМ СОЛЯНОЙ
КИСЛОТЫ
- **В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ** (ПЕСЧАНИК,
АЛЕВРОЛИТ, АРГИЛЛИТ) **ОБРАБОТКА**
ПРОВОДИТСЯ РАСТВОРОМ
ГЛИНОКИСЛОТЫ (СМЕСИ ФТОРИСТОВОДОРОДНОЙ И
СОЛЯНОЙ)

Расчет СКО для известняка



или в количественных соотношениях

$$(40+12+3 \cdot 16) + 2(1+35,5) = (40+2 \cdot 35,5) + (2 \cdot 1+16) + (12+2 \cdot 16)$$

$$100\text{г} + 73\text{г} = 111\text{г} + 18\text{г} + 44\text{г}$$

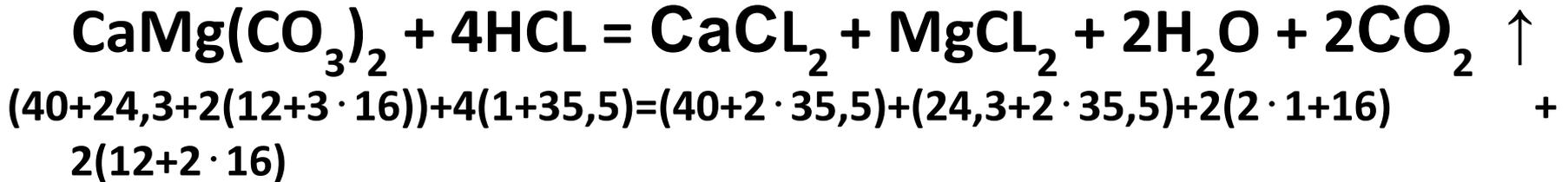
- При растворении **100 г** известняка **73 г** чистой HCl получается **111 г** растворимой соли хлористого кальция, **18 г** воды и **44 г** углекислого газа. На 1 кг известняка надо израсходовать 730 г. чистой HCl

$$x = 73 \frac{1000}{100} = 730\text{г}$$

- 1 л 15%-ного раствора кислоты содержит **161,2 г чистого вещества HCl** Следовательно, для растворения 1кг известняка потребуется:

$$y = \frac{x}{161,2} = \frac{730}{161,2} = 4,53(\text{л}) \text{ раствора}$$

Расчет СКО для доломита



$$184,3 + 146 \text{ г} = 111 \text{ г} + 95,3 \text{ г} + 36 \text{ г} + 88 \text{ г}$$

- При растворении **184,3 г** доломита **146 г** чистой HCl получается **111 г** растворимой соли хлористого кальция, **95,3 г** растворимой соли хлористого магния, **36 г** воды и **88 г** углекислого газа
- Для растворения 1 кг **доломита** потребуется кислоты

$$x = 146 \frac{1000}{184,3} = 792,2(\text{г})$$

- или 15%-ного раствора HCl
- $$y = \frac{x}{1612} = \frac{792,2}{1612} = 4,914(\text{л})$$

Глубина проникновения кислоты в пласт

зависит от

- 1. скорости реакции**
- 2. вещественного (химического) состава породы**
- 3. удельного объема кислотного раствора** ($\text{м}^3/\text{м}^2$ поверхности породы)
- 4. температуры, давления и концентрации кислоты**

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И КОНЦЕНТРАЦИИ РАСТВОРА НА СКОРОСТЬ РЕАКЦИИ

- в зависимости от вещественного состава карбонатной породы **скорость реакции возрастает от 1,5 до 8 раз при повышении температуры от 20 до 60°C**
- Изменение концентрации кислотного раствора от **5 до 15% HCl** не оказывает **существенного влияния на скорость реакции даже при температуре 60°C**

Количество ингибированной соляной кислоты и воды для приготовления 1 м³ раствора

Требуемая концентрация кислотного раствора, %	Исходная концентрация технической соляной кислоты, %											
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
8	500	471	444	421	400	381	364	348	333	320	308	296
	500	529	556	579	600	619	636	652	667	680	692	704
10	625	588	556	526	500	476	455	435	417	400	385	370
	375	412	444	474	500	524	545	565	583	600	615	630
12	750	706	667	632	600	571	545	522	500	480	462	444
	250	294	333	368	400	429	455	478	500	520	538	556
15	938	882	833	789	750	714	682	652	625	600	577	556
	63	118	167	211	250	286	318	348	375	400	423	444

Примечание - В числителе показано количество соляной кислоты (л), в знаменателе показано количество воды (л).

Повышение давления снижает скорость реакции

- **время нейтрализации** 75% объема кислотного раствора **увеличивается в 7-10 раз при повышении давления с 0,1 до 0,7 МПа**
- **при увеличении давления от 0,7 до 1 МПа время нейтрализации увеличивается в 30-35 раз**
- **при увеличении давления с 2 до 6 МПа скорость реакции снижается в 70 раз**

примеси, присутствующие в технической соляной кислоте

Серная кислота H_2SO_4

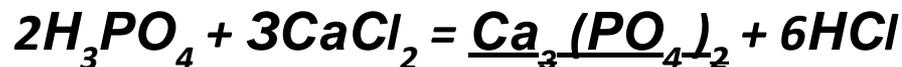
взаимодействует с продуктами основной реакции и образует гипс, выпадающий в осадок:



Хлорное железо $FeCl_3$ $Fe + 2HCl = FeCl_2 + H_2 \uparrow$

$FeCl_2$ преобразуется в $FeCl_3$, выпадающий в осадок

Фтористый водород и фосфорная кислота



образуют с продуктами реакции нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF_2) и фосфорнокислого кальция ($Ca_3(PO_4)_2$)

Химические реагенты, добавляемые в раствор

КИСЛОТЫ

- **Стабилизаторы** — водорастворимые вещества, стабилизирующие свойства кислотного раствора (предотвращают выпадение солей Al и Fe - **уксусная кислота** (CH_3COOH). 0,8 ÷ 2% от объема кислотного раствора.
- **Ингибиторы** — водорастворимые вещества, понижающие коррозионную активность HCl (**формалин** (до 1%); **реагент И-1-А** (до 0,4%) в смеси с **уротропином** (до 0,8%); **УФЭ₈ ДС**; **катапин-А**, **реагент В-2**, **карбозолин-О**, **реагент «Север-1»**)
- **Интенсификаторы** — вещества, обеспечивающие удаление продуктов реакции из ПЗС. ПАВ снижают межфазное натяжение, способствуют выносу воды и отмыву нефти с поверхности горной породы (**спирты**, **сульфокислоты**, **МЛ-72**, **ОП-10**, **марвелан К(О)**, **реагент 4411**, **тержитол**, **катапин-А**
- **Хлористый барий** — водорастворимое вещество, нейтрализующее примесь серной кислоты

Порядок приготовления кислотного раствора для карбонатных коллекторов

- 1) **вода**
- 2) **ингибиторы**
- 3) **стабилизаторы**
- 4) **соляная кислота**
- 5) **хлористый барий**
- 6) **интенсификаторы**

ВИДЫ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

- 1) **КИСЛОТНАЯ ВАННА**
- 2) **ОБЫЧНАЯ СКО**
- 3) **НСКВ** (НАПРАВЛЕННОЕ СОЛЯНОКИСЛОТНОЕ
ВОЗДЕЙСТВИЕ)
- 4) **ПОИНТЕРВАЛЬНАЯ** (СТУПЕНЧАТАЯ)
СКО

КИСЛОТНЫЕ ВАННЫ

- **Проводятся в скважинах с открытым забоем после бурения** или в процессе вызова притока и освоения
- **Основная цель кислотных ванн** - очистка ПЗС от остатков глинистой корки, цементных частиц (при цементировании обсадной колонны выше продуктивного горизонта), отложений кальцитовых солей пластовой воды
- **Объем кислотного раствора** - объем скважины от подошвы до кровли коллектора
- **Концентрация раствора** - **20%** (при кислотных ваннах не происходит перемешивания раствора на забое)
- **Время нейтрализации** 16-24 ч.

Назначение обычной СКО

- **закачка кислоты в пласт** на значительное расстояние от стенки скважины **с целью расширения размеров микротрещин и каналов, улучшения их сообщаемости между собой** (увеличивается проницаемость системы и дебит (приемистость) скважины)

Объем кислотного раствора при простой СКО

- **зависит от толщины** обрабатываемого **пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны:**

- для **низкопроницаемых коллекторов** $0,4 \div 0,6 \text{ м}^3/\text{м}$

- для **высокопроницаемых коллекторов** $0,6 \div 1,0 \text{ м}^3/\text{м}$

При каждой последующей обработке объем раствора кислоты необходимо увеличивать от 25 % до 30 %

Закачку кислоты производят

- **кислотным агрегатом КА,**
- продавку кислоты в пласт - **цементирующим агрегатом ЦА** с замером объемов продавки через мерную емкость

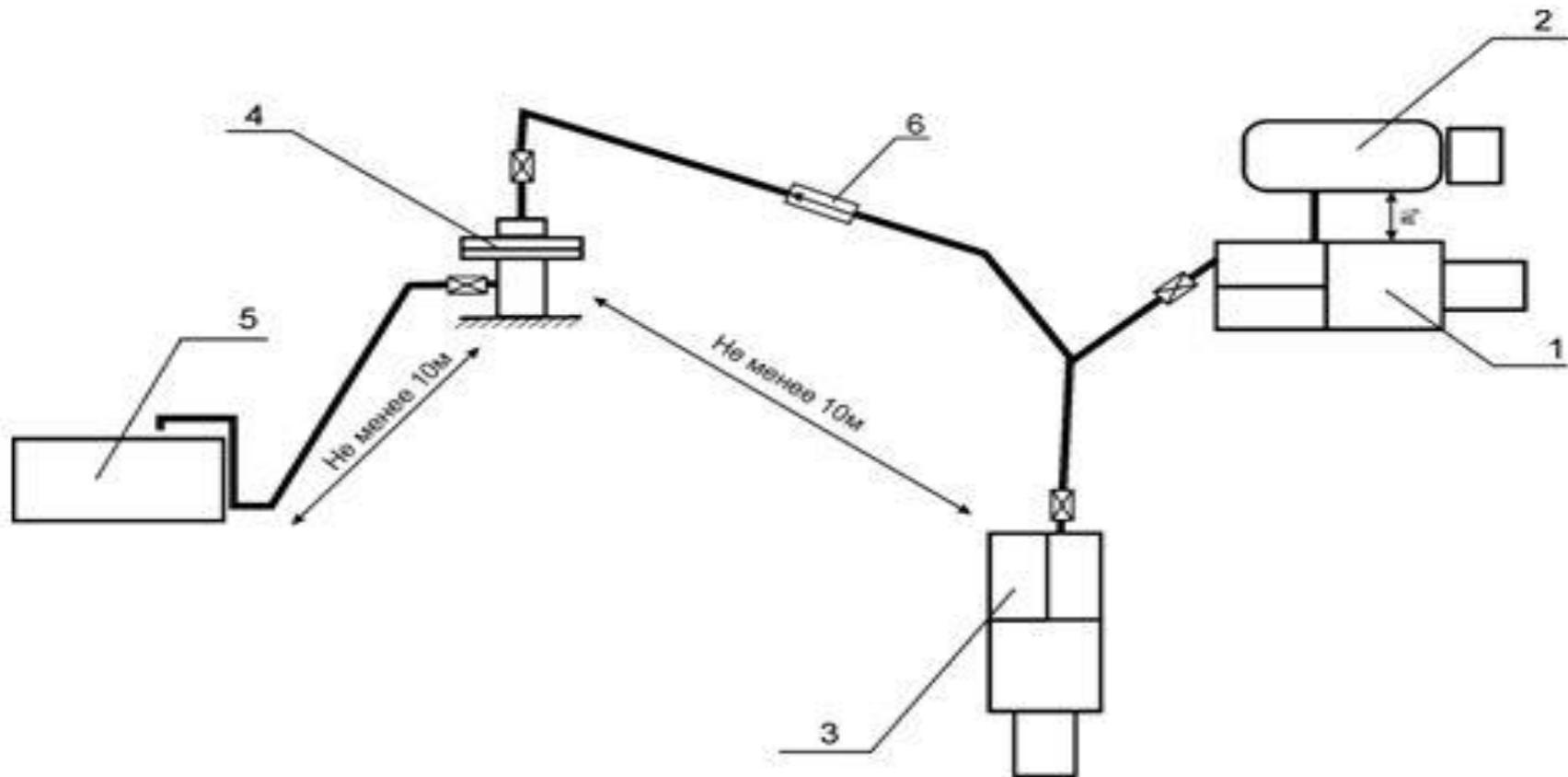
Подготовка скважины к обработке

- В скважину спускают колонну НКТ, пакер с хвостовиком
- Низ колонны НКТ (хвостовика) оборудуют воронкой (муфтой), опрессовочным седлом (если НКТ до этого не опрессовывались) **И устанавливают ниже подошвы обрабатываемого пласта.**
При работе с пакером опрессовочное седло устанавливается над ним
- Пакер устанавливают в намеченном интервале, длину хвостовика подбирают с учетом охвата всего интервала обработки

Подготовка устьевого оборудования и спецтехники

- На устье устанавливают фланец-планшайбу с центральной задвижкой, герметизируют устьевой герметизатор (КГОМ, превентор)
- На затрубной задвижке устанавливают манометр для наблюдения за давлением в межтрубном пространстве
- КА и ЦА устанавливают у скважины, прокладывают нагнетательные линии и через тройник и обратный клапан присоединяют к устью скважины, после чего промывают и опрессовывают на рабочее давление, указанное в плане работ
- ТЖ, **необходимую для восстановления циркуляции, продавки кислоты в пласт и вымывания продуктов реакции**, завозят заранее в желобную емкость или в автоцистерне и откачивают в мерную емкость агрегата, **при этом используют жидкость, аналогичную жидкости глушения**

схема обвязки оборудования при КО



1- НА, 2 – а/цистерна, 3 – КА, 4 – устье скважины,
5 – желобная емкость, 6 – обратный клапан **для предотвращения непредвиденного разлива ТЖ на землю**

ТЕХНОЛОГИЯ ОБЫЧНОЙ СКО

- 1) Восстанавливают циркуляцию жидкости в скважине, проверяют приемистость пласта закачкой **ТЖ**
- 2) **Закачивают расчетный объем кислотного раствора в скважину** при открытой затрубной задвижке. По достижении кислотой верхних перфорационных отверстий затрубная задвижка закрывается, и дальнейшая закачка кислоты (оставшейся в трубах и фильтровой части скважины) производится под давлением до полной продавки ее в пласт и **1-2 м³ дополнительно**. **Закачка кислоты в скважину и продавливание ее в пласт производится на максимально возможных скоростях при наличии приемистости**
- 3) **Продавливание кислоты в пласт продавочной жидкостью** в объеме **НКТ, межтрубного пространства от низа НКТ до кровли пласта и 1-2 м³ дополнительно**. При этом давление продавливания не должно превышать допустимого давления на эксплуатационную колонну
- 4) **Нейтрализация кислотного раствора** за счет реагирования его с породой. При концентрации: **НС₂** до 15 % (от 3 ч до 4 ч,) до 24 % - от 2 ч до 3 ч; **глинокислоты в песчаниках** (в т.ч. заглинизированных) и алевролитах - от 1 до 2 ч. Время реагирования считают с момента окончания продавки кислотного раствора

После реагирования кислоты в ДС

- производят очистку ПЗС (свабом, компрессором, бустерной установкой), от продуктов реакции и остатков кислоты для исключения их попадания в нефтесборный коллектор
1. Объем извлеченной из скважины жидкости составляет не менее одного объема скважины плюс полтора объема всех закачанных при обработке рабочих жидкостей (буферная жидкость, кислотный раствор, продавочная жидкость)
 2. устанавливают значения рН-показателя, выносимой из скважины жидкости в пределах, соответствующих значению рН пластовой жидкости эксплуатируемого горизонта до кислотной обработки. Измерение проводят переносным рН-метром или индикаторной бумагой

После СКО

- Вызывают приток и осваивают скважину, проводят ГДИС, по результатам которых до обработки и после судят о технологическом эффекте

В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

- **вымывание** продуктов реакции и остатков кислоты из скважины **допускается не производить**, а заполнить ствол скважины и продавить дальше в пласт последующей закачкой жидкости в объеме не менее 6 м³. Допускается продавливание продуктов реакции в пласты жидкостью из водовода
- **после закачки кислоты и времени реагирования скважина ставится под закачку**

При закачке через пакер необходимо

- чтобы объем кислоты был на 100-150 л меньше объема НКТ (при отсутствии приемистости скважины), и **закачку ее производят до посадки пакера**
- объем кислоты продавливается в НКТ продавочной жидкостью в объеме 100-150 л
- закрывается центральная задвижка
- отсоединяется нагнетательная линия
- проводится посадка пакера и герметизация устья
- подсоединяется нагнетательная линия, и продолжается закачка оставшегося объема продавочной жидкости

При отсутствии приемистости

- оставляют кислотную ванну **на время до 0,5 ч**, с периодическим поддавливанием в течение этого времени свежей порцией кислоты
- Если кислотная ванна не дает положительного результата, то кислоту и продукты реакции вымывают обратной промывкой через желобную емкость **в объеме закачанной кислоты плюс полтора объема НКТ**
- После появления кислоты **(определяется по цвету)** жидкость из скважины направляют в кислотовоз
- По окончании выхода кислоты жидкость из скважины вновь направляют в желобную

Анализ профилей притока продуктивного карбонатного пласта

- показывает, что **работающая его часть зачастую не превышает 30-50 %**
- При применении существующих способов обработки пласта **HCL** поглощается дренированными зонами пласта, а неработающие участки так и остаются необработанными
- Для обработки неработающих участков пласта необходимо предотвратить поступление и уход кислоты в хорошо проницаемую, работающую часть пласта. Этого можно достигнуть **поинтервальной кислотной обработкой с использованием пакеров** Эта технология сложна, требует значительных затрат времени и средств, поэтому применяется в ограниченных масштабах

Направленное солянокислотное воздействие (НСКВ)

- Позволяет временно блокировать дренированную часть пласта высоковязкой системой, не реагирующей с кислотой, но легко растворимой нефтью - **обратной эмульсией (ОЭ)**, имеющей широкий диапазон регулирования вязкости: от нескольких сантипуаз до нетекучего состояния

Состав и параметры ОЭ для временного блокирования дренированных зон

№ п.п.	Состав 1 м ³			Показатели обратных эмульсий (при нормальных условиях)		
	нефть, ρ =870 кг/м ³	Ялан-Э- 1, ρ = 950 кг/м ³	Пластовая девонская вода, м ³	Плотность, кг/м ³	условная вязкость по ВП-5, с	
1.	0,470	0,030	0,500	985	300-600	
2.	0,420	0,030	0,550	996	350-700	
3.	0,370	0,030	0,600	1007	400-700	
4.	0,410	0,040	0,550	1040	450-750	
5.	0,360	0,040	0,600	1055	500-800	100-180

Плотность и вязкость ОЭ регулируются

- **изменением соотношения водной и у/в составляющих раствора и степенью минерализации водного компонента**
- **ОЭ доставляется к скважине в а/цистернах или готовится в условиях скважины**

Количество ОЭ и значение вязкости

- **определяются для каждой скважины индивидуально**
- Чем выше приемистость пласта, тем больше объем эмульсии и выше значение вязкости

Количество ОЭ и значение вязкости

Коэффициент приемистости, $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{МПа}$	Минимальный объем эмульсии, м^3	Условная вязкость по ВП-5, с
1,1-1,6	4-5	250-300
1,8-2,1	6-8	400-500
>2,1	10-12	600-700

Количество кислоты при НСКВ

- как и при обычной СКО, берется из расчета 0,4-1,5 м³ на 1 м толщины пласта, в среднем, 1 м³ на 1 м толщины пласта

Технология НСКВ в ДС

1. Спускают колонну НКТ с воронкой или с пером до искусственного забоя
2. Промывают забой скважины нефтью в объеме ствола скважины
3. Устанавливают башмак колонны НКТ в интервал на 1-2 м ниже перфорированной части пласта

При коэф. приемистости $< 1,1 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{Мпа}$ закачивают в пласт кислоту объемом до $1,0 \text{ м}^3$

4. При открытой задвижке на межтрубье закачивают в НКТ ОЭ и продавливают ее в межтрубье до верхних перфорационных отверстий

5. Закрывают задвижку на межтрубье и продавливают ОЭ в зону пласта кислотой до

Технология НСКВ в ДС

6. **Открывают задвижку на межтрубье и продавливают кислоту до верхних перфорационных отверстий. Этой операцией удаляется из затрубья часть ОЭ, которая осталась там после продавки ее в пласт**
7. **Закрывают задвижку на межтрубье и продавливают кислоту нефтью в неработающие участки пласта**
8. **Закрывают задвижку на НКТ и оставляют скважину для реагирования на 2-3 часа**
9. **Производят свабирование скважины в количестве двух объемов ствола скважины с целью удаления продуктов реакции из пласта**
10. **Поднимают колонну НКТ, спускают насосное оборудование и пускают**

**При необходимости установления
технологического эффекта**

- выполняют комплекс ГДИС
по определению
коэффициента
продуктивности и профиля
притока**

ТЕРМОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА

- предназначена для повышения эффективности КО карбонатных коллекторов, когда в процессе эксплуатации скважин в ПЗ отлагаются АСПВ, удаление которых возможно в процессе промывки после их расплавления за счет **экзотермической** реакции раствора HCl с магнием

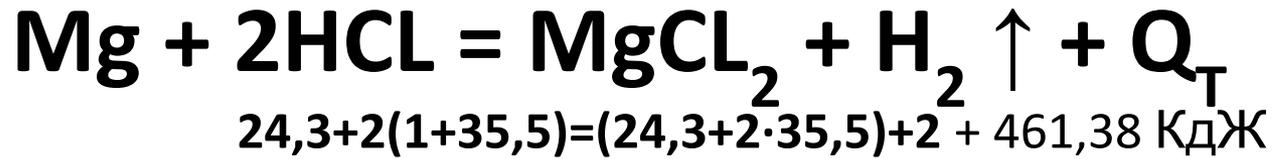


Количество выделяющейся теплоты Q_T

зависит от

- **концентрации и количества кислотного раствора**
- **количества магния и его вида**
(магниевая пыль, крошка, стружка или бруски)
- **степени нейтрализации раствора**

Расчет ТКО



- При взаимодействии **73г** чистой **HCl** с **24,3г Mg** происходит полная нейтрализация раствора, при которой выделяется **461,38 кДж** тепловой энергии
- При взаимодействии 1 кг Mg с раствором HCl (15%) выделяется **18 987 кДж** теплоты
- количество 15%-ного раствора HCl для растворения 1 кг магния:

$$x = \frac{73}{24,3} 1000 = 3004 \text{ г}$$

- Для растворения 1 кг магния потребуется $y = 3004 / 161,2 = \mathbf{18,61 \text{ л}}$ 15%-ного раствора HCl

Необходимое количество 15%-ной соляной кислоты

для получения различных температур
раствора (на 1 кг магния):

Количество HCL, л	50	60	70	80	100
Температура раствора, °C	120	100	85	75	60
Остаточная концентрация HCL,%	9,6	10,5	11	11,4	

12,2

Форма Mg при ТКО

- При давлениях > 3 Мпа, рекомендуется применять **магний в виде стружки** (чем больше давление, тем магниевая стружка должна быть мельче и тоньше)
- При давлении $1\div 3$ Мпа – в виде **брусков** квадратного и круглого сечения - чем ниже давление, тем площадь поперечного сечения этих брусков может быть больше.
- при давлении до 1 Мпа используются бруски с площадью **$10-15 \text{ см}^2$**
- При давлении от 1 до 3 Мпа размеры брусков уменьшают так, чтобы площадь сечения каждого была **$1-5 \text{ см}^2$**
- Температура нагрева жидкости регулируется количеством магния и скоростью закачки кислотного раствора

Скважинный реактор для ТКО

- 1 — резьба для соединения с НКТ; 2 — камера для загрузки магния; 3 — решетка; 4 — конус; 5 — отверстие для выхода нагретых жидких продуктов реакции; 6 — термометр

