

слайд



? Межколонные давления больше 0 5 МПа проявилось только в одной скважине из 21, где эксплуатационная колонна импортная. [1]

Межколонные давления, связанные с мощной толщей вскрываемых солей и наличием в подошвенной части пластов, содержащих рапу с аномально высоким пластовым давлением. [2]

? Межколонные давления, связанные с наличием во вскрываемом разрезе Филипповского горизонта, содержащего нефть под большим давлением. [3]

? Межколонные давления, связанные с продуктивным горизонтом-карбоном, содержащим газ и конденсат. Перетоки происходят по причине плохого качества цементирования. Применение затрубных пакеров на 6 из 8 скважин не дало ожидаемого результата. Можно предположить, что имеется сообщение продуктивного пласта с устьем скважины по межколонному пространству, т.к. составы газов из межколонного пространства, газа сепарации и смешанных потоков пластовой смеси со скважин на УППГ-1 и УППГ-2 близки между собой. По этим скважинам не исключена возможность увеличения каналов, возрастания дебита и, в конечном случае, появления кислых компонентов (H_2S и CO_2) на устье скважины со всеми вытекающими последствиями. [4]

? Межколонные давления и межпластовые перетоки, связанные с некачественным креплением скважин в интервалах залегания пластов, содержащих токсичные и агрессивные компоненты, должны быть ликвидированы до начала проведения изоляционно-ликвидационных работ. [5]

Ликвидация межколонного давления двухкомпонентными неорганическими полимерами (силиконовый гель) будет проведена во втором полугодии 2006 г. на скв. [6]

? Наличие межколонного давления объясняется нарушением контакта цемента с обсадными трубами вследствие усадочных деформаций, возникающих при твердении традиционно применяемых тампонажных материалов, а также каналообразованием в цементе в результате миграции жидкости затворения в осевом (к устью) и радиальном (к фронту промерзания) направлении. [7]

Наличие межколонных давлений (МКД) в газовых скважинах большинства месторождений накладывает на газодобывающие предприятия необходимость своевременного проведения мероприятий по их ликвидации. [8]

? При наличии межколонных давлений и межпластовых перетоков в скважине должны быть проведены ремонтно-восстановительные работы по отдельным планам до начала проведения изоляционно-ликвидационных работ. [9]

Многие скважины имели межколонное давление от 1 до 34 кгс / см² и в некоторых из них наблюдались перетоки газа. [10]

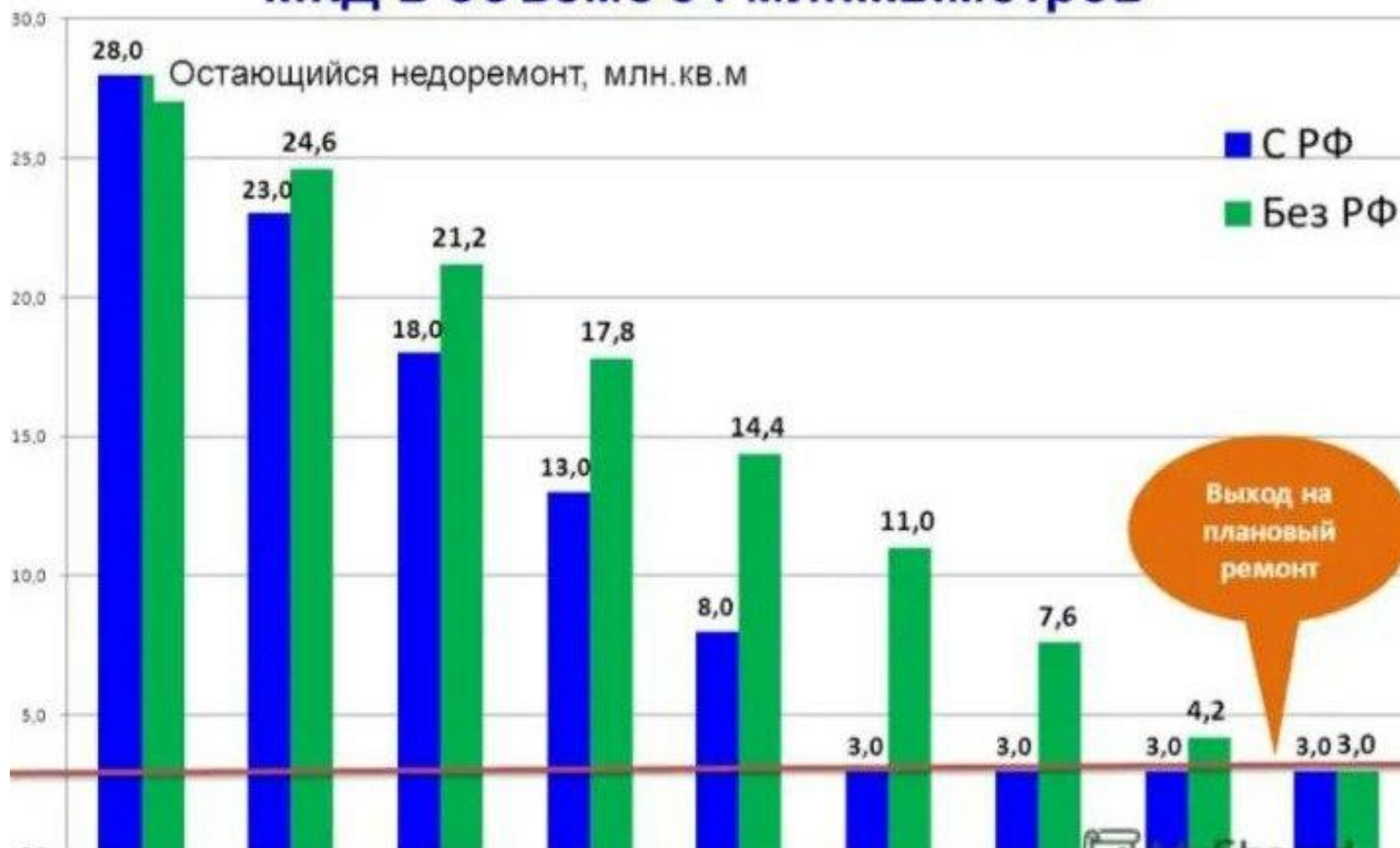
? Основной причиной появления межколонных давлений на устье и заколонных перетоков газа в газовых скважинах является негерметичное полностью зацементированное заколонное пространство скважины, в котором не обеспечено необходимое противодействие на газоносный пласт, которое может быть только гидростатическим. [11]

Ликвидация скважин с межколонным давлением, заколонными перетоками, грифонами допускается только после их устранения по согласованному с территориальным органом Госгортехнадзора России плану (пп. [12]

? По скважине с межколонным давлением, а также по двум ближайшим скважинам, используемым в качестве эталонных, с периодичностью не реже 1 раза в полгода необходимо замерять восстановленное пластовое давление, приведенное к одной отметке. При этом разница в приведенных пластовых давлениях по скважинам не должна превышать погрешности манометра. [13]

Ликвидация скважин с межколонным давлением, заколонными перетоками и грифонами допускается только после их устранения. [14]

Проект ликвидации оставшегося недоремонта МКД в объеме 34 млн.кв.метров



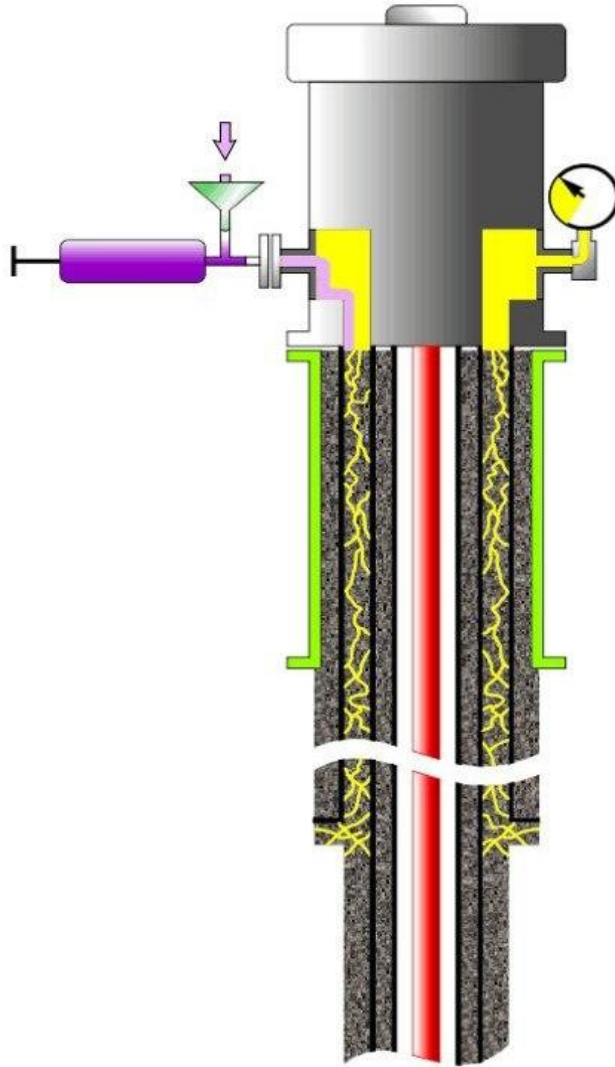


Таблица 2.16

Скважины УКПГ-ЗС Заполярного месторождения с трубами разных производителей, опрессованных при $P_{\text{стоп}}$ и МКД

| № п/п | Кол-во скв. | Опрес. $P_{\text{стоп}}$ Средн. пад. на: | Кол.скв.с МКД | | Примеч. % с МКД |
|---------|-------------|------------------------------------------------|---------------|------------|--------------------|
| | | | всего | на 1.07.05 | |
| KS-Bear | 44 | -1,59 | 6 | 3 | 6,8 |
| VAM-Top | 59 | -5,4 | 19 | 10 | 17 |
| ОТТГ | 64 | -3,4 | 26 | 22 | 34,4 |
| Итого: | 167 | -3,57 | 51 | 35 | 21 |

Таблица 6.2

Средний состав газа по неокомским залежам Заполярного НГКМ

| Пласт | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | nC ₄ H ₁₀ | nC ₅ H ₁₂ | п C ₆ Hi ₄ | N ₂ | CO ₂ | H ₂ |
|-------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------|-----------------|----------------|
| БТ6-8 | 88,85 | 5,34 | 2,24 | 0,52 | 0,543 | 0,140 | 0,009 | 1,83 | 0,187 | 0,112 |
| БТ10 | 92,04 | 3,83 | 1,34 | 0,19 | 0,299 | 0,067 | 0,011 | 1,81 | 0,253 | 0,083 |
| БТ11 | 90,73 | 4,09 | 1,24 | 0,16 | 0,304 | 0,062 | 0,008 | 2,97 | 0,496 | 0,300 |
| БТ12 | 91,06 | 3,69 | 1,07 | 0,13 | 0,267 | 0,047 | 0,002 | 3,81 | 0,206 | 0,237 |

Рассмотрим разработанные мероприятия по сокращению эмиссии парниковых газов на Заполярном НГКМ.