

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Антонов Георгий Олегович

студент Тюменского Индустриального университета, РФ, г. Тюмень

Мулявин Семён Фёдорович

научный руководитель, д-р техн. наук, доц., член-корреспондент РАЕН, Тюменский Индустриальный университет, РФ, г. Тюмень

Приобское месторождение в настоящий момент находится на поздней стадии разработки. Среди интересующих нас, в разрезе данной работы, особенностей, следует отметить следующие:

- Стремительное бурение с догоняющим обустройством.
- Весь ВНС вводят в эксплуатацию на коллекторах временного типа, что ведёт к росту $P_{д}$, что, в свою очередь, является одним из ключевых критериев для гидратообразования (давление в затрубе выше давления кристаллизации).
- Обрабатываются проектных ППД скважин на нефть

Это практика распространена повсеместно на мировом уровне. Водоводы тянут намного позже самого бурения и ввода в эксплуатацию – вместе с кустовым обустройством, из-за перевод добывающих под нагнетание происходит с большим временным опозданием. Это приводит к тому, что из-за недокомпенсации по ячейкам мы наблюдаем резкое снижение пластового давления, и, как итог – растут темпы падения дебитов добывающих скважин.

- ГРП перед освоением, бурение скважин с горизонтальным окончанием.

90% фонда ВНС - скважины горизонтального окончания, 178 ЭК. Интервалы перфорации в подобных скважинах измеряются сотнями метров, а сразу после бурения проводят МГРП на всём фонде ВНС. Фонд ВНС характеризуют стремительными темпами снижения дебита, что в ЭК размера 178 приводит к недостатку притока в скважине, и, как следствие, к недостатку охлаждения ПЭД УЭЦН для работы в постоянном режиме. В свою очередь, перегрев ПЭД является одной из основных причин солеотложений по корпусу ПЭД и УЭЦН (таблица 1.1).

Таблица 1.1.

Необходимый приток для охлаждения ПЭД

Наружный диаметр ПЭД, мм	Мощность ПЭД, КВт	Скорость потока охл.жидкости, м/сек	Условный наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм			
			140	146	168	178
			Минимальный объём охлаждающей жидкости, м ³ /сутки			
АСИНХРОННЫЕ ПЭД						
103	56	0.2	34.6	51.8	138.6	163.8
103	63	0.25	43.2	64.8	173.2	204.8

103	70, 80	0.3	51.8	77.8	207.9	245.7
103	90	0.4	69.1	103.7	277.2	327.6
117	16, 22	0.05	8.6	13.0	34.6	41.0
117	28, 32, 36	0.08	13.8	20.7	55.4	65.5
117	40, 45	0.1	17.3	25.9	69.3	81.9
117	50, 56, 63	0.15	25.9	38.9	103.9	122.9
117	70	0.2	34.6	51.8	138.6	163.8
117	80	0.25	43.2	64.8	173.2	204.8
117	90, 100	0.3	51.8	77.8	207.9	245.7
117	125	0.4	69.1	103.7	277.2	327.6
117	140, 150, 160	0.5	86.4	129.6	346.5	409.5
117	180, 200, 220, 250	0.7	121.0	181.4	485.0	573.4
117	270, 300, 320, 360	0.9	155.5	233.3	623.6	737.2
ВЕНТИЛЬНЫЕ ПЭД						
117	12, 22, 32, 40	0.05	8.6	13.0	34.6	41.0
117	50, 63, 70, 80, 90, 100	0.1	17.3	25.9	69.3	81.9
117	125, 140, 150, 160, 180, 200	0.15	25.9	38.9	103.9	122.9

В связи с выходом из графика ввода ППД от скорости ввода ВНС, падения пластового давления, как итог - недокомпенсации по ячейкам, ключевым методом увеличения нефтеотдачи на нынешний момент, на рассматриваемом месторождении, считается уплотнение сетки скважин, забурка боковых стволов и пересмотр технологий заканчивания скважин. Кусты ВНС по большей части представлены наклонными скважинами, с горизонтальным окончанием. А именно - ЭК 178. После бурения применяют большеобъемные ГРП с объемами пропанта 50+ тонн. Как следствие - в ближайшие 365 суток эксплуатации наблюдается снижение дебита, которое способно достигать тысячи процентов. Совокупность указанных факторов приводит к тому, что весь фонд ВНС попадает в потенциальные кандидаты в осложнённый фонд по механическим примесям и солям.

Список литературы:

1. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки участков объекта АС10+АС11+АС12 Северной лицензионной территории Приобского месторождения», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5623 от 23.05.2013 г.)- УфаНИПИнефть, 2013.
2. «Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки участков объекта АС10+АС11+АС12 Северной лицензионной территории Приобского месторождения», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №6031 от 23.10.2017 г.)- УфаНИПИнефть, 2017.
3. «Фролов С.В., Маркелов Д.В. Вопросы анализа надежности УЭЦН при интенсификации добычи нефти // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. - 2002. - №2. - С. 39-43.»