



МИННУЛЛИН Булат Мударисович
Инженер-технолог службы развития новой техники и технологий ООО НПФ «Пакер»

ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ООО НПФ «ПАКЕР» ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И УМЕНЬШЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Коррозионная агрессивность среды определяется физико-химическими свойствами и фазовым составом добываемого флюида, наличием растворенных газов, условиями движения жидкости в трубе и температурным режимом. Уменьшить коррозионную активность среды можно с помощью оборудования и технологий НПФ «Пакер», в частности, за счет установки ЭЦН с перепускными клапанами. В этом случае происходит изменение границ раздела фаз, с периодической смазкой поверхности металла углеводородной фазой. Дополнительно уменьшить скорость коррозии можно, изменяя скорость потока жидкости и снижая ее температуру.

Потери народного хозяйства от коррозии исчисляются миллиардами рублей ежегодно. Коррозия металла представляет собой его разрушение в результате его физико-химического взаимодействия с окружающей средой. При этом металл окисляется с образованием продуктов, состав которых зависит от условий коррозии. В этой связи главную цель борьбы с коррозией можно обозначить, как сохранение ресурсов металлов.

ИЗМЕНЕНИЕ ГРАНИЦЫ РАЗДЕЛА ФАЗ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КЛАПАНОВ

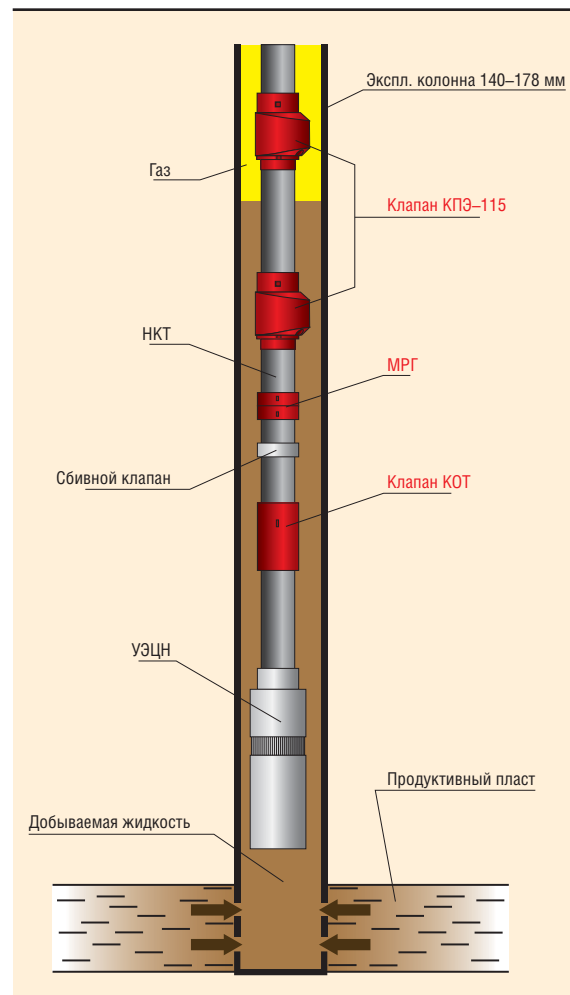
Коррозионная агрессивность среды определяется физико-химическими свойствами системы фаз, их составом, количественным соотношением, наличием растворенных газов и в значительной степени зависит от условий разработки и эксплуатации месторождений, типа скважины, способа добычи нефти, температуры, давления, скорости движения углеводородного сырья и других параметров.

Один из основных факторов, оказывающих влияние на коррозионную активность среды, — наличие в среде сероводорода, агрессивность которого проявляется лишь в присутствии воды, то есть в основном на границе раздела фаз. При регулировании границы раздела происходит смачивание потенциально опасных в корро-

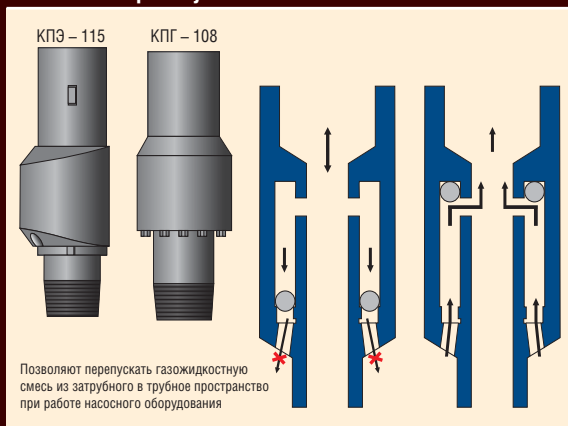
зионном отношении зон углеводородной фазой, которая, благодаря наличию в ней ПАВ (в основном, нефтяных смол), способна ингибировать коррозию, образуя тонкие защитные пленки на поверхности металла.

Для оптимального использования энергии растворенного в нефти попутного газа предлагается установка клапанов КПЭ-115 в компоновке подземного обору-

КПО для эксплуатации скважин с закрытым затрубным пространством



Клапаны перезапускные КПЭ-115 и КПК-108



дования (КПО), предназначенной для эксплуатации скважин с закрытым затрубным пространством (см. «КПО для эксплуатации скважин с закрытым затрубным пространством»).

Рассмотрим, как в этом случае будет работать подземное оборудование. Скважинная продукция через хвостовик, расположенный выше установки и оборудованный перепускными клапанами, попадает в область спуска насосной установки. После того как давление газа, скапливающегося в затрубном пространстве, достигает определенного значения, он сбрасывается через перепускной клапан в колонну НКТ. Затрубное давление снижается, а вместе с ним снижается и давление на забое скважины. В момент, когда затрубное давление газа сравняется с давлением жидкости внутри НКТ на уровне установки клапана, последний закрывается, а процесс накопления газа начинается вновь и продолжается в циклической форме.

ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

Вопрос: Булат Мударисович, вы говорили в основном о преимуществах этой технологии. Не могли бы вы теперь рассказать о ее минусах и о том, с какими сложностями можно столкнуться при ее использовании?

Булат Миннуллин: В качестве минуса можно отметить то, что при высоком уровне выноса мехпримесей клапаны могут забиваться. Эта проблема решается временным снятием пакера и обратной промывкой скважины через кольцевое пространство.

В качестве минуса технологии также можно отметить ограниченность ее применения газовым фактором: он должен составлять не меньше 30 м³/т, чтобы от внедрения технологии был ощутимый эффект. Интересно, что в связи с этой особенностью в ТПП «Урайнефтегаз» были замечены случаи, когда скважины под энергией пластового флюида переходили в режим фонтанирования через клапаны.

Что же касается монтажа оборудования, то здесь сложности минимизированы.

Вопрос: При использовании клапанов на скважинах с ЭЦН возникает риск накопления газа на приеме насоса. Применялись ли в связи с этим какие-то дополнительные конструкции, повышающие безопасность эксплуатации оборудования. В частности, изменяли ли вы конструкцию устьевого арматуры?

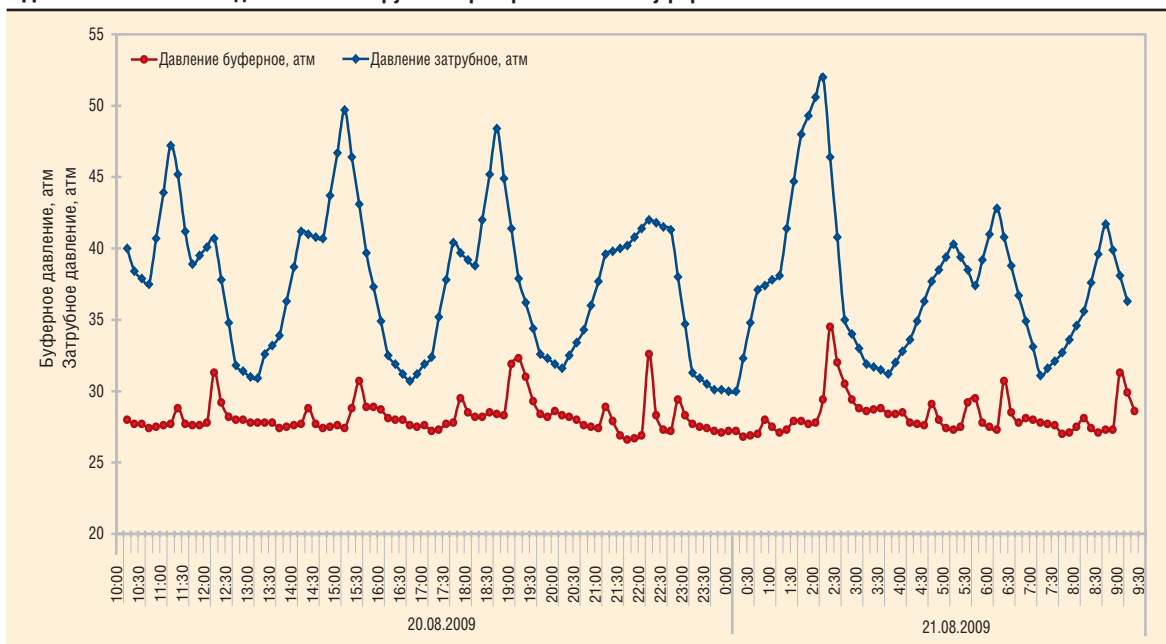
Б.М.: Мы внедрили специальную конструкцию кабельного ввода, в частности, сделали проточку под клапаны КПЭ-115 и КПК-108.

Что касается устьевого арматуры, то этот элемент мы пока не усиливали. Максимальное давление в затрубе достигало 50 атм., перепад давления, необходимый для открытия клапана и перепуска из кольцевого пространства в полость НКТ составляет 0,1 атм., клапан располагался на глубине примерно 1400 м. Эти параметры, на наш взгляд, не требовали усиления устьевого арматуры.

Здесь я хотел бы отметить, что, несмотря на уже доказанный положительный эффект, над этой технологией еще предстоит немало поработать. Напомним, технология в первую очередь была направлена на то, чтобы запустить скважины, которые простаивали из-за высокого газового фактора. После установки клапанов скважины были запущены, но технология позволила также увеличить МРП и снизить активность коррозии. Теперь мы планируем дальнейшие работы по исследованию и совершенствованию этой технологии

Отметим, что в моменты открытия и закрытия верхнего клапана возникают импульсы давления. В циклически работающей системе эти импульсы будут стремиться перейти в гармонические колебания, воздействие которых будет передаваться на призабойную зону скважины. Сила этого воздействия будет оказывать влияние на внутриворотовое давление в капиллярных каналах пласта, имеющих с противополо-

Динамика изменения давления в затрубном пространстве и на буфере скважины № 10301



Результаты ОПР по внедрению КПЭ-115 с УЭЦН в ТПП «Урайнефтегаз»

№ скв	м-е	скв	До внедрения							ГФ	После внедрения							Днев. раб. в мес.	Эффект +			
			Скоп. экв.	Состо. экв.	Q _н м³/сут	Q _н т/сут	Q _н %	Объ. м³/сут	тип		дата запуска	Дата выхода на режим	Q _н м³/сут	Q _н т/сут	Q _н %	Р.п. №	Доп. добыча нефти (т)			Продолж. эф. на дату (сут)		
																	Q _н		Средняя		на дату	
																			за месяц			на скв.
1	Тальниковое	10327р	Фонт.	раб.	63	17	69	206	ЭЦН-50-1500	2.07.09 г.	8.07.09 г.	94	15	82	120	281	0	0	402	237		
2	Тальниковое	10301р	Фонт.	раб.	8	3	3	512	ЭЦН-30-1500	4.07.09 г.	14.07.09 г.	11	9	4	115	236	6	180	2095	236		
3	Тальниковое	6774	Фонт.	раб.	38	12	63	130	ЭЦН-30-1500	25.08.09 г.	29.08.09 г.	50	16	63	172	230	4	120	802	230		
4	Тальниковое	6707	Фонт.	раб.	4	3	20	965	ЭЦН-30-1500	1.09.09 г.	4.09.09 г.	17	12	21	148	316	8	240	2276	316		
5	Тальниковое	6802	Фонт.	раб.	10	5	51	387	ЭЦН-25-1500	17.11.09 г.	22.11.09 г.	31	10	62	109	143	10	300	388	143		
6	Тальниковое	10177	ЭЦН	раб.	17	6	56	1000	ЭЦН-30-1700	1.04.10 г.	5.04.10 г.	43	17	55	115	14	11	330	154	14		
Итого по ТПП "Урайнефтегаз"																	7,8	234	6117	267		

Удельный эффект на скважину внедрения + 7,8 т/сут.

ложной стороны практически неограниченный контур питания. В большинстве случаев это приведет к тому, что ранее закольматированные — то есть не работающие, но содержащие нефть — капиллярные каналы откроются, и через них начнет протекать жидкость. Это, в свою очередь, приведет к увеличению общего объема поступающей в ствол скважины жидкости.

При проведении ОПР по внедрению компоновки на скважине № 10301 Тальникового месторождения ТПП «Урайнефтегаз» были установлены манометры ГС-АМ-ТУ и проведены замеры динамики изменения давления в кольцевом пространстве и на буфере скважины при работе компоновки (см. «Динамика изменения давления в затрубном пространстве и на буфере скв. № 10301»). Перепад давления в кольцевом пространстве составляет не менее 20 атм., что соответствует циклическому изменению динамического уровня в пределах 200 м. Перепад давления в НКТ составляет 8 атм., что соответствует циклическому изменению уровня в НКТ в пределах 70–80 м.

Добавим, что клапан обратный трехпозиционный КОТ-93, выполняющий роль обратного клапана при работе насосной установки, в случае необходимости поз-

воляет производить прямую промывку рабочих органов погружного оборудования различными реагентами, в том числе и ингибиторами коррозии.

СНИЖЕНИЕ СКОРОСТИ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПОТОКА ЖИДКОСТИ

Второй фактор, который способствует снижению коррозии, — изменение скорости потока жидкости, наблюдаемое при периодических перепусках скважинной продукции из кольцевого пространства в полость НКТ. Скорость потока при этом циклически меняется, что вызывает периодические изменения давления и, в конечном счете, снижение выраженности данного фактора коррозии оборудования.

При движении по колонне НКТ поток скважинной жидкости приобретает характер ламинарного, при котором возможны очаговые образования коррозии в так называемых застойных зонах. При циклических увеличениях и снижениях скорости потока жидкости образование подобных зон маловероятно (см. «Зависимость скорости коррозии от скорости движения коррозионной среды»).

Третий фактор, способствующий снижению коррозии, — снижение температуры потока жидкости. Однако при проведении работ снижение температуры наблюдалось не более чем на три градуса в циклах перепуска газа и не более чем на восемь градусов в ночное время. Это дало основание считать, что данный факт не играл существенной роли в изменении скорости коррозионного процесса.

Таким образом, применение оборудования и технологии НПФ «Пакер» представляет собой комплексный подход к решению вопросов повышения нефтеотдачи пласта с одновременным снижением коррозионной активности среды, что подтверждается результатами ОПР (см. «Результаты ОПР по внедрению КПЭ-115 с УЭЦН в ТПП «Урайнефтегаз»).

Зависимость скорости коррозии от скорости движения коррозионной среды

