УДК 622.276.1.4.

ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВО ВОДЫ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СЕВЕРНОЕ ПРИДОРОЖНОЕ

Султанбаева М.К.

The reqirements and recomendations for bed pressure support, the water quality, used for flooding at at Severnoe Pridorozhnoe are given in this work.

Солтүстік Придорожный кен орнында айдауға қолданылатын судың сапасы, қабат қысымын ұстап тұруға қойылатын талаптар мен ұсыныстар көрсетілген.

На месторождении с 2011 года разработки предусматривается приступить к осуществлению технологии поддержания пластового давления путём закачки воды в пласт [1]. В связи с этим предлагается БКНС разместить не далеко от УПН, а ВРБ на ГЗУ для переключения к ней трех переходящих скважин (4, 12Д и 14). Прокладку водонапорных трубопроводов от ВРБ до нагнетательных скважин предусмотреть по лучевой схеме Ду 80 мм.

Требования к системе ППД

Система ППД должна обеспечить расчетные объемы закачки воды при поддержании рекомендованной регрессии на пласт.

Так как коллекторские свойства горизонтов различны, рекомендуется предусмотреть возможность дифференцированного воздействия нагнетания путем закачки воды в пласт под различными забойными давлениями [2]. Для этого на месторождении, в процессе реализации системы ППД, рекомендуется по результатам исследований выделить эксплуатационные объекты, нагнетательные скважины которых требуют воздействия с повышенным давлением, определить давления нагнетания, объемы закачки и строительство БКНС предусмотреть с подбором высоконапорного насосного оборудования.

Подготовка закачиваемых вод должна быть направлена на удаление механических примесей и нефтепродуктов до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования.

Исходя из свойств коллекторов и общих требований к системе ППД, закачиваемые воды должны удовлетворять требованиям (ОСТ 39-225-88), приведённым в таблице 1.

Таблица 1.- Требования, предъявляемые к воле, закачиваемой в пласт

	Параметры	Требования (ОСТ 39-225-88)
	Стабильность	- стабильность
	Набухаемость	- отсутствие
	Содержание мехпримесей	- с учетом неоднородности коллекторских свойств продуктивных горизонтов и наличия в воде эмульгированной нефти содержание механических примесей не должно превышать 10 мг/л
	Размер взвешенных частиц	- 90% менее 5мкм
	Содержание нефтепродуктов	- по коллекторским свойствам
	Содержания кислорода	- менее 0,5 мг/л

	Содержания железа	-менее 1 мг/л
	Содержание сероводорода	- отсутствие
	Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие
0	Скорость коррозии	- менее 0,1 мм/год
1	Совместимость с пластовыми водами	- совместима, снижение приемистости не более 20 %

Требуемое качество вод необходимо обеспечить доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

Плотность пластовой воды по эксплуатационным горизонтам месторождения Северное Придорожное составляет 1100 кг/м [3]. Пластовая вода, добываемая с продукцией скважин, наиболее приемлема для заводнения нефтяных пластов. При этом достигается наибольшая совместимость воды с коллектором пласта и насыщающих его флюидов. В качестве дополнительных источников для закачки в пласт возможно использование воды альб-сеноманских отложений, морская и Волжская.

Вода альб-сенаманских отложений широко использовались при заводнении пластов, например, месторождения Узень. При эксплуатации была отмечена высокая коррозионная агрессивность альб-сеноманской воды, связанная с присутствием в ней не только кислорода, сероводорода и углекислого газа, но и обильной микрофлоры, характерной для геологических раскрытых систем. Альб-сеноманская вода имеет минерализацию 8,6-11,1 г/л, содержит значительное количество сульфатов (1187-2298 мг/л) и хлор-ионов (3245-4504 мг/л), ионов кальция 104-232 мг/л, магния от 3 до 12 мг/л, гидрокарбонатов 156-217 мг/л. Тип воды - сульфатно-натриевый. Низкая минерализация и наличие большого количества сульфатов являются благоприятными условиями для развития пластовой микрофлоры, что может интенсифицировать процесс сульфатредукции в нефтяных пластах.

Волжская вода относится к сульфатно-натриевому типу с плотностью 1,0 г/см^3, минерализацией 0,73 г/л, ионов кальция 44-48 мг/л, магния 12-17 мг/л, хлора 252-293 мг/л, сульфатов 134-180 мг/л, гидрокарбонатов 83-95 мг/л. Преимущество этой воды состоит в том, что она совместима с водой продуктивных пластов и не вызывает сульфатредукции.

Использование морской воды в системе ППД также широко применяется на месторождениях региона. Казахский Государственный Научно-Исследовательский и Проектный Институт нефтяной и газовой промышленности (НИПИмунайгаз) в 1996 году провёл обследование морского водовода «Актау - Жанаозен» и выполнил физико-химический анализ морской воды. В результате обследования установлено, что состав воды по пути движения существенно не меняется. Морская вода имеет минерализацию хлор-магниевого типа - 12,9-15,5 г/л, ионов кальция 350-550 мг/л, магния 720-840 мг/л, хлора 6035-9230 мг/л, сульфатов 3128-3512 мг/л, гидрокарбонатов 229-271 мг/л. Содержание железа двухвалентного (2+) не превышает 2,24 мг/л, а железа трехвалентного (3+) достигает 5-10 и даже 53 мг/л. Сероводород отсутствует,

но в воде присутствуют сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) в количестве до 10^2-10^3 клеток в миллилитре [3].

В настоящее время на месторождении Северное Придорожное обустроено 5 добывающих скважин 3, 4, 13, 12Д и 14. Каждая скважина оснащается устьевым оборудованием, запорной и регулирующей

арматурой.

В основе существующей системы внутри промыслового сбора и транспорта добываемой продукции заложена герметизированная система, в соответствии с которой продукция скважин по выкидным трубопроводам, проложенным по однотрубной лучевой системе, поступает на групповую замерную установку (ГЗУ), где осуществляется 1-я ступень сепарации с отбором попутного газа на собственные нужды, отстой, подогрев продукции, транспорт нефти передвижными автоцистернами на узел сдачи нефти, откуда по мере накопления сдается в НПС «Жетыбай» АО «КазТрансОйл» (КТО). Избыток попутного газа сбрасывается в факельную систему.

Технология внутри промыслового сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении осуществляется следующим образом.

Нефтегазовая смесь со скважин по выкидным трубопроводам условным диаметром 70-80 мм за счет избыточного давления на устье поступает на ГЗУ. Протяженность выкидных трубопроводов от ГЗУ до скв. 3 - 150 м, скв. 4 - 1400 м, скв. 13 -650 м, скв. 12Д - 550 м, скв. 14 - 650 м. Выкидные трубопроводы от скважин до ГЗУ проложены с укладкой в грунт на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы.

При положительном анализе проб нефть из горизонтальных отстойников насосными агрегатами 5 и 6 типа НБ-125 и НБ-50 через печи огневого подогрева 7 типа ПП-0,63 перекачивается на нефтеналивную эстакаду 8. На нефтеналивной эстакаде производится налив нефти в передвижные автоцистерны и транспортируется на узел сдачи нефти на расстояние 10 км, где по мере накопления она сдается НПС «Жетыбай» АО «КТО».

Газ 1-й ступени сепарации отводится в дополнительный вертикальный газовый сепаратор 9 типа ГС Н-6-1200 для его более глубокой подготовки и последующего использования в качестве топлива для работы печей подогрева нефти, воды, помещений и других бытовых объектов. Избыток газа сбрасывается на факел.

На ГЗУ предусмотрены:

- дренажная система 10, по которой, в случае проведения ремонтных и профилактических работ, осуществляется слив жидкости из технологических установок (НГС, ГЭЭА и др.) в подземную горизонтальную дренажную емкость типа ЕП-25-2400-1-1 (поз. 10);
- факельная система 11, позволяющая при ремонтных работах и аварийных ситуациях производить сброс и сжигание газа.

Технологическая схема узла сдачи нефти (УСН) представлена на рис и включает 1 и 2 - резервуары горизонтальные стальные; 3 и 4 - насосные агрегаты; 5 - узел учета нефти; 6 - печь огневого подогрева; 7 - дренажная емкость.

Технологический процесс на УСН осуществляется следующим образом. Товарная нефть, предварительно нагретая, из попеременно работающих

горизонтальных резервуаров 1 и 2 объемом 50 м и 100 м откачивается насосными агрегатами 3 и 4 типа НБ-125 и НБ-50 по трубопроводу Ду 150 мм через узел учета нефти на НПС «Жетыбай» АО «КТО».

Дренаж из технологических сетей (трубопроводов) и резервуаров поступает в подземную горизонтальную дренажную емкость типа ЕП-16-2000 .

Заключение

Нагнетание в продуктивные пласты воды с таким содержанием механических примесей не отвечает требованиям ОСТ 39-225-88. Это приводит к загрязнению призабойной зоны нагнетательных скважин, кольматации фильтра, снижению приемистости пласта и прекращению вытеснения нефти в низко проницаемых пластах.

Литература:

1.Проект пробной эксплуатации нефтяного месторождения Северное Придорожное. г.Актау 2000г., ЗАО «НИПИнефтегаз».
2.Лысенко В. Д., Оптимизация разработки нефтяных месторождений. - М.: Недр 1991 г.-295 с.
3. Отчеты НИПИнефтегаз по исследованиям глубинных проб пластовой нефти г скважинам №№ 3, 4,13, г.Актау - 2005 г.