ИЗВЕСТИЯ ТОМСКОГО ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА имени С. М. КИРОВА

Том 217 1971

НОВЫЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ

Л. А. ПУХЛЯКОВ, Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Наиболее распространенным методом повышения производительности нефтепроводов является подогрев нефти на головных станциях. В частности, он нашел применение при перекачке сильно вязких мангышлакских нефтей, которые становятся непригодными для перекачки при температуре 32°С. В процессе перекачки температура здесь поддерживается в пределах от 65 до 35°С [4].

Известны и другие методы повышения производительности нефтепроводов, например, термообработка, заключающаяся в том, что нефть сначала подогревают до 60—80°С, а затем быстро охлаждают до —18°С ([5], стр. 1—18), виброподогрев [2], закачка в нефть жидких растворителей, например, бензина, а также перекачка нефти вместе с водой по трубам, внутренняя поверхность которых обладает гидрофильными свойствами [1].

Каждый из этих методов обладает определенными достоинствами и недостатками. В частности, подогрев нефти и закачка в нее бензина обладают тем достоинством, что применимы в отношении любых нефтей. Общим недостатком для них является высокая стоимость. Термообработка и виброподогрев являются более дешевыми методами, однако не всякая нефть уменьшает свою вязкость в результате их применения. Наконец, перекачка нефти вместе с водой по трубам, внутренняя поверхность которых обладает гидрофильными свойствами, также имеет деффекты. Один из них — это перегрузка нефтепровода водой.

При исследовании вязкости нефтей месторождений Томской области было установлено, что с потерей попутных газов в процессе перехода нефти из пластовых условий в поверхностные вязкости их резко возрастали. В частности, нефть Ключевского месторождения в неразгазированном состоянии в пластовых условиях (при температуре 78°С и давлении 252 *атм*) имела вязкость 0,89 сантипуаза. А в поверхност-

ных условиях после полного разгазирования —4,84 сантипуаза [3]. Аналогичным образом изменялись вязкости нефтей других месторождений Томской области (табл. 1).

Таблица 1

Вязкости нефтей месторождений Томской области в пластовых и поверхностных условиях

Названия нефтей	Вязкость в пластовых условиях, сантипуазы	Вязкость в поверхностных условиях, сантипуазы
Нефть Ключевского месторождения	0,89	4,84
—„— Оленьего месторождения	0,74	6,71
—„— Первомайского месторождения	0,77	4,76
—„— Северного месторождения	0,74	5,89
—„— Стрежевого месторождения	0,69	5,60

Интересно отметить, что частичное разгазирование нефти не приводило к резкому возрастанию вязкости ее. Частично разгазированная нефть по вязкости мало отличалась от полностью разгазированной, что можно видеть на примере нефти Стрежевого месторождения (табл. 2).

Таблица 2

Результаты исследования вязкости нефти Стрежевого месторождения в частично разгазированном состоянии

Давление разгазирования, *атм*	Давление, при котором определялась вязкость, *атм*	Вязкости в сантипуазах при различных температурах				
		86°C	60°C	40°C	20°C	10°C
80	100	0,62	0,70	1,00	1,16	—
40	50	0,68	0,82	0,95	1,20	—
20	30	0,53	0,60	0,74	1,03	1,25

Аналогичным образом при разгазировании изменялась вязкость нефти Оленьего месторождения (табл. 3).

Таблица 3

Результаты исследования вязкости нефти Оленьего месторождения в частично разгазированном состоянии

Давление разгазирования *атм*	Давление, при котором определялась вязкость, *атм*	Вязкости в сантипуазах при различных температурах				
		85°C	75°C	65°C	50°C	20°C
90	100	0,83	0,89	0,89	0,98	1,22
60	70	0,79	0,84	0,86	0,98	1,20
25	30	0,91	0,92	0,93	1,00	1,40
12	20	0,85	0,85	0,84	0,98	1,27

Из приведенных материалов видно, что частично разгазированные нефти при температуре 20°С имеют вязкости порядка 1,2—1,4 сантипуаза, что в четыре — пять раз меньше вязкости полностью разгазированной нефти при той же температуре.

Таким образом, представляется вероятным, что нефти месторождений Томской области следует перекачивать не в полностью разгазированном состоянии, а после разгазирования при давлении порядка 12—20 *атм*. Однако при этом необходимо соблюдать одно важное условие. Нигде в трубопроводе давление не должно опускаться до давления разгазирования. В противном случае из нефти начнет выделяться газ, а это приведет к нерациональному увеличению объема жидкости в трубопроводе и уменьшению его производительности.

Применим ли такой способ повышения производительности нефтепроводов при перекачке нефтей других районов, например, мангышлакских? По-видимому, да. Во всяком случае, если бы мангышлакская нефть в пластовых условиях не обладала большей, чем на поверхности подвижностью, то извлечь из пласта ее было бы невозможно.

Исходя из сказанного, предлагается следующая технология подготовки нефти к перекачке и самой перекачки. Извлеченная из скважин нефть дегазируется в трапе высокого давления (какого именно давления, в каждом отдельном случае решается опытным путем) и очищается от воды. Затем посредством насоса высокого давления (до 50 или 100 *атм*) она закачивается в нефтепровод движется по нему до первой станции перекачки. При этом на приеме данной станции давление должно на пять — десять *атм* превышать давление разгазирования. На прочих участках нефтепровода условия перекачки должны быть такими же, как и на первом.

Если добыча нефти на данном месторождении будет производиться глубинно-насосным способом, то с целью не допустить предварительной дегазации нефти необходимо следить, чтобы насос был погружен под уровень жидкости не менее чем на 150 *м*.

Описанный способ повышения производительности нефтепроводов является менее дорогим по сравнению с любыми другими способами, ибо основу его составляют не какие-то специальные мероприятия, а сохранение попутных газов, выделяющихся в интервале сравнительно невысоких давлений (до 12—20 *атм*.) С другой стороны, он является и более надежным, чем некоторые другие. Например, подогретая нефть может остыть на каком-то участке нефтепровода, и если это слишком вязкая нефть, подобная мангышлакской, то это приведет к выходу из строя целого участка нефтепровода. Потерю газа нефтью в процессе перекачки ее по нефтепроводу предотвратить легче, чем потерю тепла.

Есть еще одно достоинство описанного метода, а именно его можно применять в комбинации с другими методами, в частности, одновременно с подогревом, что особенно важно при перекачке высоко вязких нефтей типа мангышлакских.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. Е. Губин. Транспортировка вязких нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1967, № 11.

2. Н. В. Калашников, В. И. Черникин. Виброподогрев вязких нефтепродуктов. Гостоптехиздат, 1961.

3. Л. А. Пухляков, Г. Н. Чертенкова. О вязкости нефти Ключевского месторождения Томской области в пластовых условиях. Известия ТПИ, т. 218, 1970.

4. Е. Сохрин. От Мангышлака до Волги. Газета «Советская Россия», № 213 (4332) от 12 сентября 1970 г.

5. В. И. Черникин. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Гостоптехиздат, 1958.

ЗАМЕЧЕННЫЕ ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
141	4 снизу	Deepwatep	Deepwater
150	15 сверху	56°58°	56°58′
226	10 сверху	0,77	0,75