

Снижение вязкости промежуточного слоя в резервуарах, перекачиваемой жидкости в трубопроводах и предупреждение осложнений при механизированной добыче нефти



Вдовин Эдуард Юрьевич,
директор,
ООО «Инженерно-технический центр инновационных технологий»

В современных условиях значительная доля нефтедобычи на территории Российской Федерации приходится на месторождения поздних стадий разработки. Нефть, добываемая на этих месторождениях, характеризуется высокими степенями вязкости и обводненности. Снижая вязкость таких нефтей, можно значительно увеличить скорость и объем добычи, эффективно организовать транспортировку продукта по трубопроводам.

Повышенная вязкость нефти и нефтяных эмульсий обусловлена высоким содержанием в них асфальтенов, парафинов, смол, количества воды, механических примесей, особенно, сульфида железа.

Вязкость определяет скорость течения жидкости при ее движении через трубопроводы, а также при движении вдоль твердых стенок, т.е. во всех тех случаях, когда число Рейнольдса мало.

Значение вязкости в течение жидкости не ограничивается тем, что она является основным фактором сопротивления течению. Существует и другое ее значение: вязкость обуславливает передачу скорости от слоя к слою текущей жидкости, т.е. действует как фактор, формирующий непрерывное скоростное поле потока.

Для увеличения текучести нефти и нефтяных эмульсий по трубопроводам, в первую очередь, необходимо понизить их вязкость. Наиболее известные и используемые методы снижения вязкости:

- увеличение температуры потока жидкости (требует огромного количества наличия энергии или же энергетической инфраструктуры);

- смешивание с маловязкой жидкостью (усреднение вязкости) или с растворителем (усреднение вязкости с модификацией свойств исходной вязкой жидкости);
- механическая (безреагентная) обработка без использования присадок и растворителей;
- комбинация первых трех пунктов.

Наиболее перспективным методом воздействия на нефтепродукт в современных реалиях является использование упругих механических колебаний и эффекта кавитации, которые приводят к разрушению структуры нефтяных ассоциатов и тем самым снижают вязкость нефти.

Данный метод обеспечивает исключительно высокую интенсивность технологического процесса, недостижимую с помощью других методов.

Кавитация — это образование разрывов сплошности жидкости в результате местного спада давления. Если снижение давления происходит вследствие больших локальных скоростей в потоке движущейся капельной жидкости, то кавитация считается гидродинамической, а если вследствие прохождения в жидкости акустических волн, — акустической.

Эффект кавитации сопровождается микровзрывами, ультразвуком, а также механическими срезами и соударениями при воздействии сотен режущих пар, двигающихся навстречу друг другу с высокой линейной скоростью. Величина этой скорости составляет несколько десятков метров в секунду, что дает возможность разрезать диспергируемые вещества на мельчайшие микрочастицы. Фактически это микроимпульсы. За одну минуту — сотни тысяч микроимпульсов.

Нефть не обладает вязкостью, подчиняющейся законам Ньютона, Пуазейля, Стокса, так как длинные беспорядочно расположенные молекулы парафина и смол образуют некоторую гибкую решетку, в которой располагается раствор. Поэтому система оказывает значительное сопротивление силам сдвига. Кавитация разрывает непрерывную цепочку, разрушая связи между отдельными частями

молекул. Связи эти сравнительно малы, поэтому необходимо незначительное воздействие акустических волн.

Таким образом, кавитация влияет на изменение структурной вязкости, т.е. на разрыв Ван-дер-ваальсовых связей.

Для реализации указанного технологического процесса в ООО «Инженерно-технический центр инновационных технологий» разработан и испытан в стендовых условиях ультразвуковой кавитационный генератор (УЗКГ), который обладает высокой производительностью, возможностью получения ультразвукового излучения значительной мощности и концентрации его в ограниченном пространстве.

УЗКГ имеет достаточно простую конструкцию, малые габариты, что позволяет применять его не только в трубопроводах, а и в составе насосных установок для добычи нефти. При этом УЗКГ не требует дополнительного обслуживания.

Использование УЗКГ при обработке нефти позволяет решать следующие задачи:

- снижение нагрузок на подвижные части ГНО;
- предотвращение образований АСПО на стенках НКТ;
- снижение вязкости нефтепродукта при его транспортировке;
- снижение вязкости промежуточного слоя в резервуарах и хранилищах.

Генерация продукта происходит за счёт вихревого движения жидкости в завихрителе,



Рис. 1. Внешний вид УЗКГ

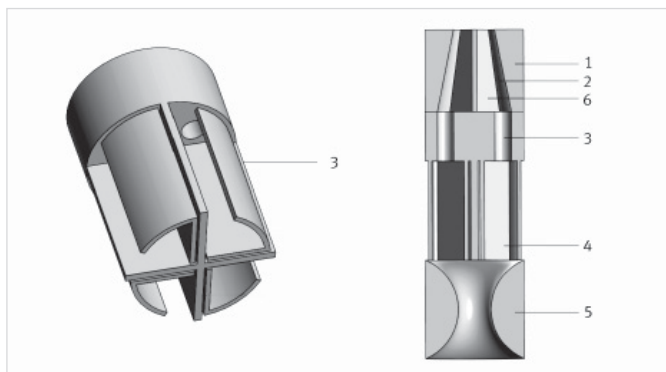


Рис. 2. Конструкция УЗКГ
1 – корпус; 2 – делитель; 3 – завихритель; 4 – камера смешения;
5 – сопло Лавалля; 6 – гидравлические каналы

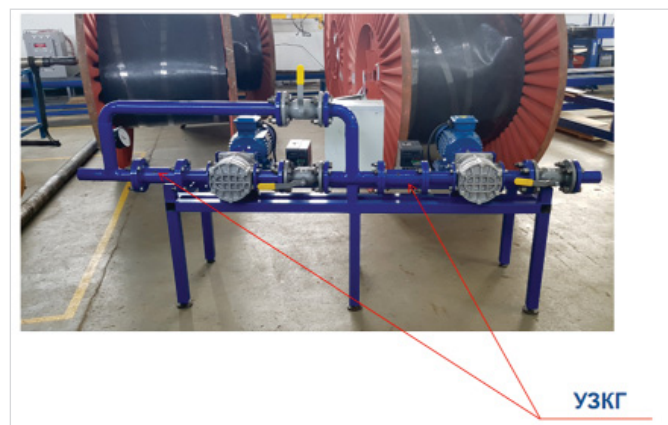


Рис. 3. Испытательный стенд

а также за счёт эффективных способов его разрушения. Возбуждение продукта происходит не только взаимодействием жидкости с неподвижными элементами устройства,

но и в значительной степени взаимодействием между собой вихревых потоков.

Направление возбуждения не рассеивающее, т. е. не центробежное, а центро-

стремительное, что позволяет концентрировать возбуждение в потоке и таким образом интенсифицировать протекание техпроцесса.

Многократное «трение» наружных слоёв вихрей друг о друга по спиралеобразной траектории в вихревой трубе вызывает широкий спектр колебаний, способствующий более качественной обработке продукта.

- отличительными показателями УЗКГ являются:
- объёмный нагрев жидкости;
- высокий КПД (до 94 %);
- высокий коэффициент преобразования — 2,0;
- автономность;
- экономическая и пожарная безопасность.

Для испытаний были отобраны 4 образца нефти из скважин различных нефтяных месторождений, а так же по одному образцу масла Нигрол, масла ТАД-17 и промслоя, отобранного из РВС.

Испытания проводились в производственном цехе ООО «Центр ИТ» и в технической лаборатории Кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Исследования проб проводились в лаборатории НОЦ сотрудниками кафедры ХТ ПНИПУ.

Содержание воды в образцах нефти определяли с помощью азеотропной перегонки по методу Дина-Старка. Этот метод заключается в отгонке воды и растворителя от нефтепродуктов с последующим их разделением в градуированном приемнике на 2 слоя.

Вязкость определяли при температуре 20°C вибрационным вискозиметром SV-10.

Снижение вязкости наблюдалось во всех опытах, кроме образцов масла ТАД-17 и промслоя.

По результатам исследований можно сделать вывод, что УЗКГ успешно разбивает длинные углеводородные цепочки, в первую очередь, парафина и обеспечивает значительное снижение вязкости. Парафины после прохождения через УЗКГ переходят в твердую фазу при меньших температурах или совсем не переходят в нее. Таким образом, применение УЗКГ позволит снизить расход реагента и использовать греющие кабели меньшей длины (снизить их стоимость) или отказаться от них вообще.

Увеличение вязкости масла ТАД-17 после обработки обусловлено активизацией противоразжижающих присадок, входящих в состав масла.

Увеличение вязкости промслоя после обработки обусловлено тем, что в процессе отстоя в РВС из него уже произошло отделение нефти и воды. После обработки нефть и вода, оставшиеся в промслое, отделилась от сульфидов железа.

Дальнейшие исследования будут продолжены в промышленных условиях.



Россия, 614016, г. Пермь,
ул. Краснофлотская, д. 28

+7 (342) 206-31-95

cit@centrit.net
center.perm@mail.ru
entechcenter.ru

Табл. 1. Результаты исследований по определению обводненности и вязкости продукции

Образец	Режим испытаний, м ³ /сут.	Обводненность исходного образца до обработки, %	Обводненность исходного образца после обработки, %	Динамическая вязкость исходного образца до обработки, мПа*с	Динамическая вязкость исходного образца после обработки, мПа*с
НЕФТЬ 1	Qж = 45	1,5 (общая)	41,8 (общая)	251,0	206,5
НЕФТЬ 2	Qж = 45	1,5 (общая)	21 (общая)	339,7	232,0
НЕФТЬ 3	Qж = 45	17 (связанная)	97 (общая)	409,0	4
НЕФТЬ 4	Qж = 45	32,0 (общая)	81 (общая)	820,3	267,2
НИГРОЛ	Qж = 50	–	–	4 494,0	214,0
ТАД-17	Qж = 50	–	–	234,0	254,0
ПРОМСЛОЙ	Qж = 70	2 (связанная) 3 (осадок)	61,6 (общая) 13 (связанная) 1 (осадок)	85,5	135,3

Табл. 2. Результаты исследований по определению температуры насыщения нефти парафином (кристаллизации)

Образец	Режим испытаний, м ³ /сут.	Т насыщения до обработки, °С	Т насыщения после обработки, °С
НЕФТЬ 1	Qж = 45	18,56	–
НЕФТЬ 2	Qж = 45	17,75	16,21
НЕФТЬ 3	Qж = 45	17,62	–
НЕФТЬ 4	Qж = 45	17,96	14,95

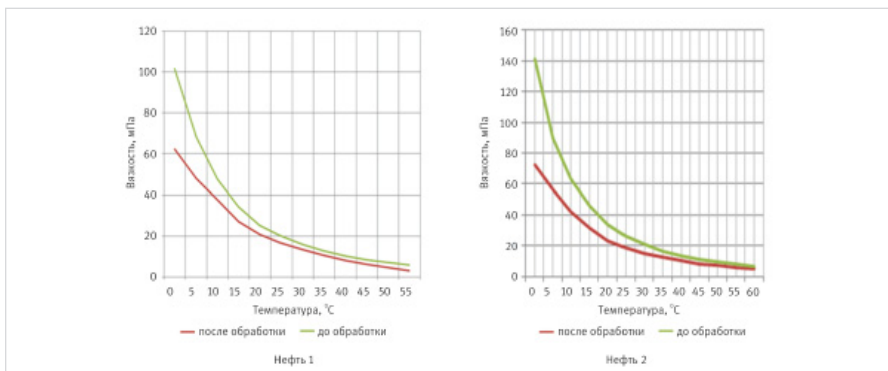


Рис. 4. Изменение вязкости образцов нефти 1 и 2

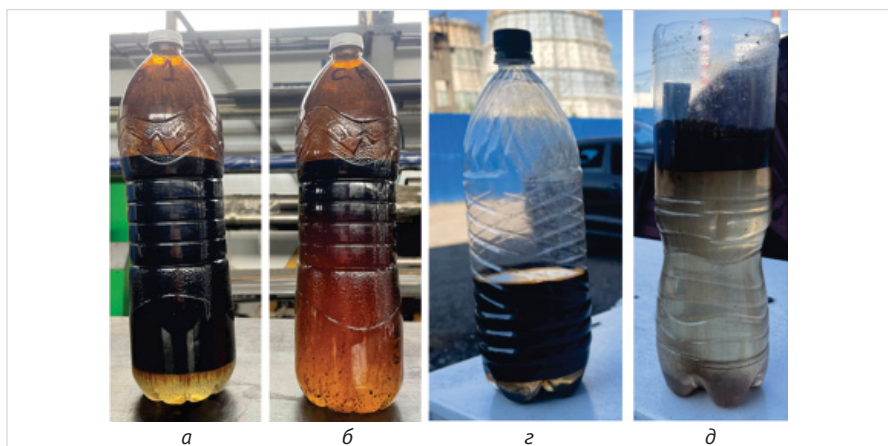


Рис. 5. Образцы нефти: а — образец нефти 3 до обработки; б — образец нефти 3 после обработки; в — образец нефти 4 до обработки; г — образец нефти 4 после обработки