



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

С.Р.Расулов*, А.Н.Зейналов

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Increase of the Efficiency of Production of High Viscous Asphaltenic-Paraffin Oils

S.R.Rasulov, A.N.Zeynalov

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

Abstract

One of the most serious complications at production, transport and preparation of oil are asphaltening pitch paraffin deposits. Their formations in the underground borehole equipment and also in discharge lines, pipelines of system of collecting increase costs of oil production. For the solution of these questions enough effective reagents aren't present. We have developed multicomponent and multipurpose MORE-R, RÇ-R reagents. Influence of these reagents on temperatures of hardening oils, dissertating of paraffin and its dissolution and also paraffin adjournment was investigated. New reagents took root at «Neft Dashlar» Square and satisfactory results are received. The offered three-parametrical Gershelya-Balkli model can be used for assessment of rheological oil parameters at their transportation.

Keywords:

Asphaltenic rubber
paraffin sedimentation;
Pump-compression pipe;
Reagents;
Dispersion of paraffin;
Reology parametric.

© 2019 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В последние годы в ПО «Азнефть» в борьбе с асфальтеносмоло-парафиновыми отложениями (АСПО) применяются такие технологии, как скребки («Падус-2») и химические методы.

При применении скребков «Падус-2» возникает ряд проблем. Характерная из этих проблем – это скручивание и обрыв проволоки. В скважинах, имеющих высокую пульсацию потока, спуск затруднен или вообще невозможен.

Другая проблема связана с осаждением очищенной твердой фазы парафина в нефтяных трубопроводах. На площади «Нефт Дашлары» в выкидных линиях и подводных трубопроводах, где в холодный период года температура составляет 4 – 10 °С, отложение кусков твердой фазы парафина неизбежно. В будущем, это может привести к образованию парафиновых пробок.

Применение «Падус-2» осложняется еще тем, что парафин, удаленный со стенки труб не растворяется в нефти без нагревания.

С целью борьбы с парафиноотложением также используется химический реагент-ингиби-

тор СНХП-2005. Данный ингибитор не обладает растворяющим свойством, что в свою очередь ограничивает его эффективное применение.

Эффективность действия «Падус-2» и СНХП-2005 по предотвращению парафиновых отложений, видимо, не удовлетворила промысловиков. Поэтому, они стали внедрять их совместно, хотя тоже не удачно.

С целью предотвращения образования АСПО в нефтепромысловых оборудованных и насосно-компрессорных трубах (НКТ), а также улучшения транспортировки нефтей в подводных нефтепроводах были разработаны высокоингибированные химические реагенты многофункционального назначения - MORE-R и RÇ-R [1 - 3].

Составы этих реагентов включают в себя различные ароматические углеводороды с добавками заместителя ПАВ, диспергаторов и модификаторов [4, 5].

При проведении опытов с добавками реагентов MORE-R и RÇ-R (0.03 – 0.05% от массы нефти), кроме слоя твердого парафина, на поверхности специального холодного цилиндра образовался слой относительно подвижного АСПО с вязкостью-напряжением сдвига меньше, чем у АСПО, но

*E-mail: rasulovsakit@gmail.com

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20190100377>

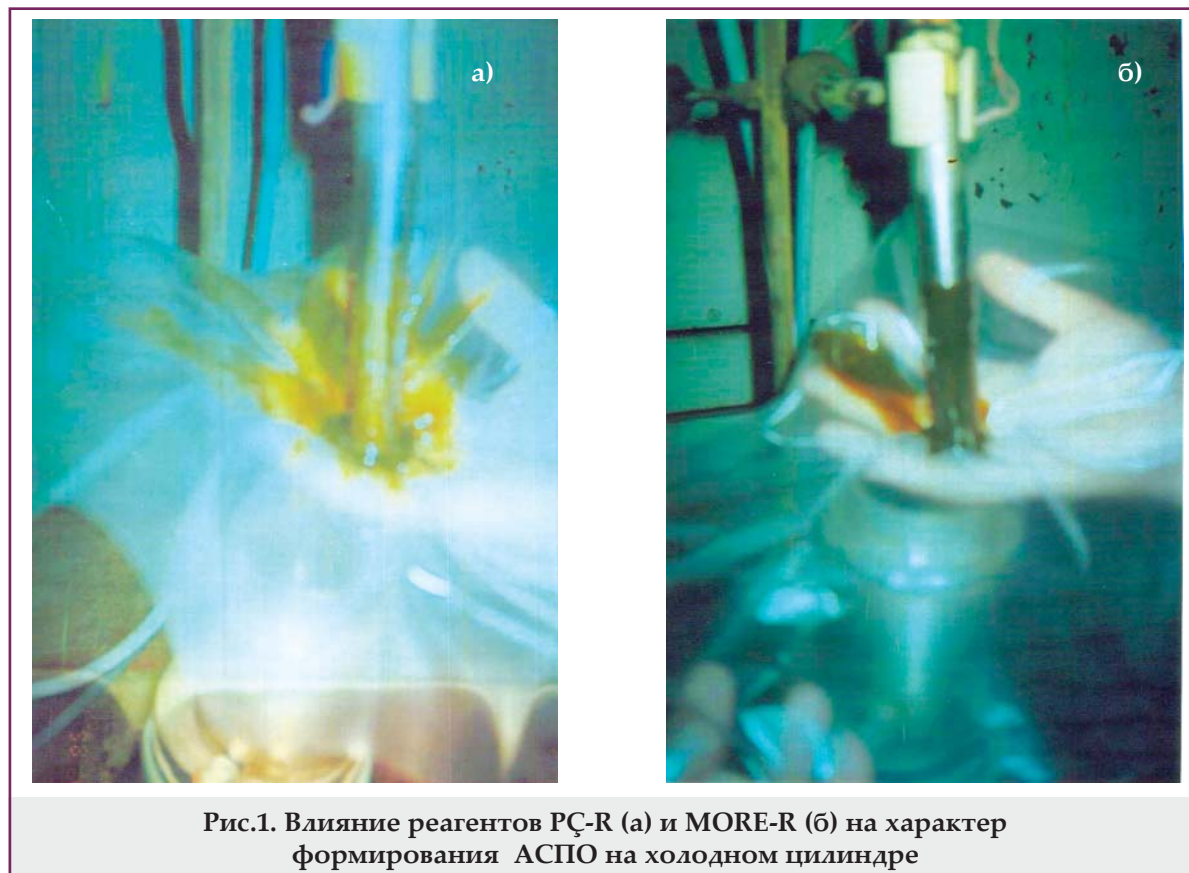


Рис.1. Влияние реагентов РС-Р (а) и MORE-Р (б) на характер формирования АСПО на холодном цилиндре

больше, чем у исходной нефти (рис.1).

Пристеночный слой повышенной вязкости в реальных условиях, находится в динамическом равновесии с потоком протекающей нефти, так как его вязкость сравнима с вязкостью нефти.

Этот слой, естественно, не может утолщаться бесконечно. При образовании определенной толщины слоя в НКТ линейная скорость нефти возрастает и начинает его смывать.

Предположим, что нефть движется ламинарно вдоль кругло-поперечного сечения трубы. Максимальные касательные напряжения имеют место в потоке у стенки трубы

$$\tau_{\max} = \frac{\Delta P r}{2 \ell} \quad (1)$$

где ΔP – разность давлений в потоке на длине ℓ ;
 r – радиус потока, мм.

Максимальные касательные напряжения характеризуют сдвигающее усилие, действующее на единицу поверхности контакта потока со стенкой трубы и, следовательно, стремящееся разрушить (смыть) образующуюся под действием молекулярной диффузии твёрдую фазу на стенке трубы [6, 7]. Отложение твёрдых фаз на внутренней поверхности трубы и образование парафинового слоя возможно лишь в том случае, если прочность сцепления частиц со стенкой и сопротивление сдвигу отложений будет не меньше величины максимальных касательных напряжений.

Воспользуемся формулой Букингема и найдём величину $\Delta P/\ell$. Пренебрегая за малостью третьим слагаемым в этой формуле будем иметь

$$\frac{\Delta P}{\ell} = \frac{8 \eta Q}{\pi \cdot r^4} + \frac{8}{3} \cdot \frac{\tau_o}{r} \quad (2)$$

где Q – объёмная скорость течения нефти;
 h – пластическая вязкость нефти;
 t_o – предельное динамическое напряжение сдвига.

После подстановки (2) в (1) получим

$$\tau_{\max} = \frac{4 \eta Q}{\pi \cdot r^3} + \frac{4}{3} \cdot \tau_o$$

или, если положим $r = R - d$

$$\tau_{\max} = \frac{4 \eta Q}{\pi \cdot (R - \delta)^3} + \frac{4}{3} \cdot \tau_o$$

где R – радиус трубы, мм;

d – толщина отложений на стенке трубы, мм.

Как видим, при данной объёмной скорости течения касательные напряжения на границе контакта потока с отложением изменяются по мере увеличения толщины отложений и становятся постоянными лишь с момента стабилизации толщины отложений, т.е. наступления динамического равновесия между отложением новых слоёв твёрдых фаз и смывом их. Следует отметить, что всё это возможно лишь в том случае, если реагенты, используемые для борьбы с отложениями парафина, обладают растворяющим свойством. Реагенты «MORE-R» и «РС-R» обладают высоким растворяющим и диспергирующим свойством [3]. Реагенты рекомендуется вводить в нефть до формирования твёрдых отложений на стенке труб.

Эти реагенты «MORE-R» и «РС-R» с положи-

Таблица 1

Показатели скважины 2329 в период дозировки реагентом MORE-R

Дата	$P_{\text{в}}, \text{MPa}$	$P_{\text{к}}, \text{MPa}$	$P_{\text{ст}}, \text{MPa}$	$D_{\text{шт}}, \text{мм}$	$Q_{\text{н/в}}, \text{м}^3/\text{сут}$	Примечание
13/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9	7/-	Обработка горячей нефтью (1.0 м ³ нефть). Дозатор работает (D+)
14/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9	7/-	D+
15/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9		D+
16/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9	9/-	D+
17/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9	7/-	D+
18/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9		D+
19/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9		D+
20/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9	n	D+
21/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9	n	D+
22/05/12	0.5/0.8	2.4/2.5	3.0/3.1	9	n	D+
27/05/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
28/05/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
29/05/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
30/05/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
31/05/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
01/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
02/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
03/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
04/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9		D+
05/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	8/-	D+
06/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
13/С6/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	7/-	D+
14/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
15/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
16/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
17/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
18/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
19/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+
20/06/12	0.4/0.7	2.4/2.5	3.1/3.2	9	n	D+ Обработка (0.8 м ³ нефть + 20 литров MORE)
21/06/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
22/06/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
23/06/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
24/06/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
25/06/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
14/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
15/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
16/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
17/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
25/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
26/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
27/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
28/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
29/08/12	0.5/0.7	2.5/2.6	3.1/3.2	9	n	D+
Дозировка прекращена из-за отсутствия реагента						

тельными результатами внедрялись в скважинах на площади «Нефт Дашлары».

Так, в скважине № 2576 глубиной 2270 м, находящейся на морской индивидуальной платформе № 2346, из-за парафинообразований во II ряду НКТ вынуждены были через каждые 3 – 4 дня проводить обработку горячей нефтью. Кроме этого из-за парафиновых формирований в НКТ вынуждены были каждый месяц менять 50 – 60 труб на новые. В результате внедрения реагента «MORE-R» на протяжении почти года никаких парафиновых отложений в НКТ не было обнаружено (специально подняли трубу и проверили). Причём, весьма характерно, что среднесуточный расход газа уменьшился с 5000 до 3420 м³, наблюдалось уменьшение пульсации давлений на устье.

Для наглядности приводили результаты внедрения реагента MORE-R в скважине 2339 (платформа 2387) «Нефт Дашлары» (табл.1). Данные о скважине 2339: $D_{зк} - 152.4$ мм; $H_{заб} - 1665$ м; $l_{ф} - 1635 - 1626$ м; I ряд – $l_1 - 1618$ м; $d_1 - 63.5$ мм; II ряд – $l_{II} - 1509$ м; $d_{II} - 38.1$ мм.

До внедрения реагента из-за парафинообразований через каждые 3 – 4 дня проводили термообработку с горячей нефтью. Замену лифтовых труб на новые осуществляли – через каждые 1.5 – 2 месяца.

Как видно из таблицы 1 (приведены сокращенные данные), в период дозировки реагента особых изменений в показателях скважины не происходило. В отдельные дни производительность скважины не только уменьшилась, напротив, увеличивалась.

Обработка горячей нефтью в отдельные дни носила, как бы, профилактический характер, поскольку до и после термообработки никаких изменений в показателях скважины не наблюдалось.

Результаты внедрения во многих скважинах свидетельствуют о высокой эффективности нового реагента. Эффективность реагентов MORE-R и РС-R в реальных скважинных условиях оказалась лучше, чем в лабораторных условиях.

Следует отметить, что установить механизм действия, способствующий высокой эффективности этих реагентов, нам не удалось. Однако, имеются ряд предположений, а именно:

а) реагент MORE-R многокомпонентен и содержит, масс. %: кубовый остаток пироконденсата, перегнанного при 80 °С – 71.96; тяжёлая пиролизная смола – 17.99; полипропиленгликоль – 10; низкомолекулярный полиэтилен – 0.05. Реагент РС-R отличается от MORE-R тем, что в качестве модификатора вместо низкомолекулярного полиэтилена содержит полиэфир марки А-127, молекулярной массой 3500, в количестве 1% от массы.

Состав кубового остатка пироконденсата, перегнанного при 50 – 100 °С приведен в таблице 2.

Как видно, в перегнанном кубовом остатке пироконденсата содержание толуола кратно

Таблица 2
Состав кубового остатка пироконденсата перегнанного при 50, 100 °С

Фракции	Фракции в кубовом остатке перегнанного пироконденсата, %		
	-	до 50 °С	до 100 °С
Фракции – C ₅	39.1	10.7	1.16
Бензол	31.4	48.17	10.82
Толуол	16.5	26.66	65.33
Фракции – C ₇ – C ₉	13.0	12.14	18.62
Тяжелые фракции	-	2.33	4.07

увеличивается. Поскольку толуол является лучшим растворителем АСПО, то можно предположить, что на эффективность реагентов существенное влияние может оказать этот фактор;

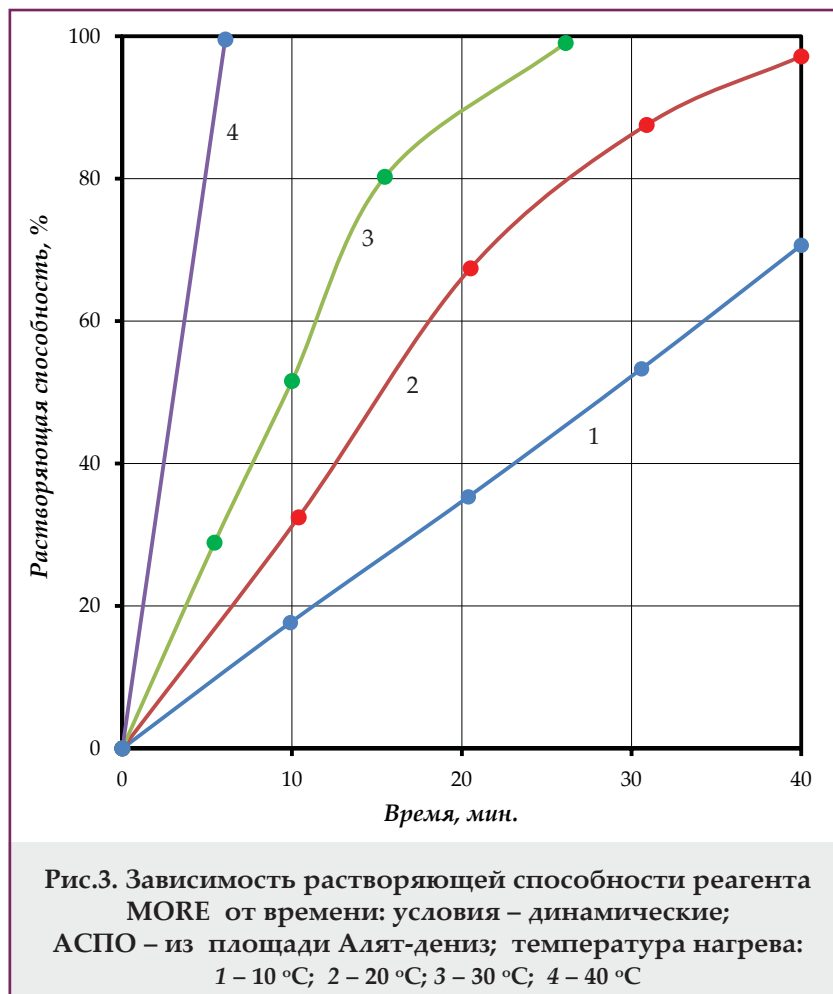
б) на рисунке 2 показан вид образца АСПО, отобранный из НКТ в скважинах на площади «Сангачалы-дениз». Анализ образцов отложений наглядно показал, что первичный слой на поверхности труб (толщиной, примерно 2 – 3 мм) сформировался в слое твёрдой фазы, преи-



Рис.2. Образец АСПО, отобранный при очищении НКТ. Площадь «Сангачал-дениз»

мущественно из асфальтеносмолистых веществ. Далее, с удалением от стенок труб, содержание парафиновых фаз во внешнем слое оказалось максимальным. Растворение твёрдых фаз отложений преимущественно из асфальтеносмолистых веществ в реагентах MORE-R и РС-R до коллоидного состояния проходят относительно быстро (рис.3).

Процессы диспергирования и растворения образца отложений, сформированных преимущественно из парафиновых фаз, происходят совместно. Однако, растворение твёрдых фаз парафина и, следовательно, переход их в коллоидную форму было весьма мало. Но, тем не менее, процессы диспергирования происходят совместно, поэтому эффективность реагентов MORE-R и РС-R следует рассматривать как способность их разрушать парафиновые образцы на более мелкие части и растворять некоторые из них с образованием истинного раствора (рис.4). В динамических условиях при



температуре 40 °C примерно через 60 мин. образец таблетки парафина полностью рассыпается на мелкие частицы. При постоянной дозировке



реагента возможно растворение асфальтеносмолистого слоя на поверхности трубы, что и препятствует отложению парафиновых фаз;

в) одним из активных компонентов в составе реагентов MORE-R и РС-R является тяжёлая пиролизная смола (около 20 % от массы). Тяжёлая пиролизная смола является побочным продуктом пиролиза нефтяного сырья в производстве этилена-пропилена и содержит до 80% ароматических углеводородов, в том числе, нафталин 10 – 12%, а также метил-нафталин,

дифенил, аценафтан, флуорен и т.п. плотность – 1040 – 1070 кг/м³. Нафталин, благодаря его высоким теплоизолирующим свойствам, применяется также в качестве защитного слоя на металлических поверхностях от действия высоких температур. Низкий теплообмен между поверхностями возможно тоже может являться одной из причин, действующих на парафиноотложения;

г) другим компонентом является полипропиленгликоль (10% от общей массы), который обладает высоким смачивающим свойством поверхности труб, который может влиять на эффективность реагента.

Следует отметить, что каков бы не был механизм действия реагентов MORE-R и РС-R против АСПО на НКТ, эффективность реагентов в реальных условиях оказалась весьма высокой, чем даже в лабораторных условиях.

Изучалось также влияние реагентов на реологические свойства нефти. В качестве образца сырой нефти использовалась высоковязкая асфальтеносмолистая нефть скв. 71 «Алят-дениз».

Эксперименты проводили на ротационном вискозиметре «Реотест-2», позволяющем определять установившиеся зависимости «напряженно-скорость сдвига» при скорости деформации в интервале 1.8 – 437.4 с⁻¹. Показано, что трёхпараметрическая реологическая модель Гершеля-Балкли довольно точно описывает поведение исследуемых нефтей во всём диапазоне скоро-

стей сдвига.

Зависимость между расходом Q и перепадом ΔP в нефтепроводах в случае использования модели Гершеля-Балкли выражается формулой [8]:

$$Q = \frac{4\pi Lkn}{\Delta\rho(1+n)} \left[\frac{dkL}{\Delta\rho} \left(\frac{\Delta\rho d}{4kL} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+2} - \left(\frac{2kL}{\Delta\rho} \right)^2 \times \left(\frac{\Delta\rho d}{4kL} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+3} - \left(\frac{\Delta\rho d}{4kL} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+1} \frac{d^2}{8} \right]$$

где $\Delta\rho$ – перепад давления, Па;

L – длина трубопровода, м;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

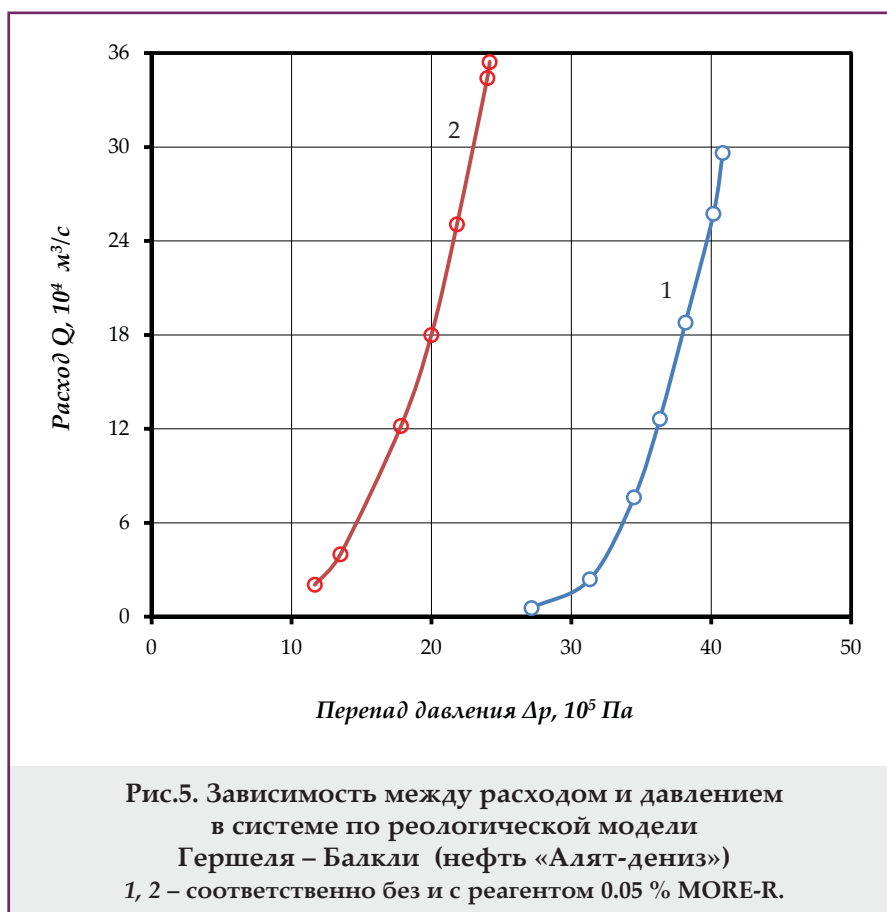
τ_0, k, n – реологические константы.

Решить это уравнение относительно $\Delta\rho$ сложно. Поэтому для построения зависимости $Q=f(\Delta\rho)$

задается значение $\Delta\rho$.

Для следующих условий $\tau_0=13.62$ Па; $n=0.47$; $k=2.77$ и $d=0.2032$ м; $L=9$ км, на рисунке 5 приведена зависимость между расходом и давлением в системе по реологической модели Гершеля-Балкли (нефть «Алят-дениз», $t = 15.5$ °С). Опыты показали, что небольшая добавка реагента «MORE-R» к быстро застывающей ($t_{\text{заст.}} = +33$ °С) асфальтеносмолопарафинистой нефти «Алят-дениз» более чем в два раза снижает потери давления.

Таким образом, впервые в республике были разработаны высокоэффективные многокомпонентные композиционные составы для борьбы с осложнениями при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей. Разработана технологическая схема приготовления реагентов MORE-R и РС-R в заводских условиях.



Литература

1. Шариффулин, А. В., Нагимов, Н. М., Козин, В. Г. (2002). Углевородные композиты для удаления асфальтено-смолопарафиновых отложений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1, 51-57.
2. Матиев, К. И., Ага-заде, А. Д., Келдибаева, С. С. (2016). Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений различных месторождений. *SOCAR Proceedings*, 4, 64-68.
3. Зейналов, А. Н. (2012, Сентябрь). Исследование эффективности химических реагентов «MORE-R», «PÇ-R» против асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании. Материалы II Международной научно-практической конференции «Новые технологии в нефтегазодобыче». Баку: НИПИ «Нефтегаз» SOCAR.
4. Саттаров, Р. М., Зейналов, А. Н. (2002). О повышении эффективности борьбы с парафиноотложениями в нефтепромысловом оборудовании. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 11, 53-57.
5. Wu, Z., Yang, Z., Cao, L., & Wang, G. (2016). Study on performance of surfactant-polymer system in deep reservoir. *SOCAR Proceedings*, 1, 34-41.
6. Уайльд, Дж. (2009). Химическая обработка для борьбы с отложениями парафинов. *Нефтегазовые технологии*, 9, 25-29.
7. Бейли, Р., Хембек, Л., Стюарт, Дж. Р. (2004). Новые методы борьбы с отложениями парафина. *Нефтегазовые технологии*, 6, 36-37.
8. Некучаев, В. О., Ляпин, А. Ю., Михеев, М. М. (2018). Методика и результаты исследования статического напряжения сдвига парафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции с помощью реометра с контролируемой скоростью сдвига. *SOCAR Proceedings*, 4, 18-25.

References

1. Shariffulin, A. V., Nagimov, N. M., & Kozin, V. G. (2002). Uglevodorodnye kompozity dlja udalenija asfal'teno-smoloparafinoovyh otlozhenij. *Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 1, 51-57.
2. Matiyev, K. I., Aga-zade, A. D., & Keldibayeva, S. S. (2016). Removal of asphaltene-resin-paraffin deposits of various fields. *SOCAR Proceedings*, 4, 64-68.
3. Zeynalov, A. N. (2012, September). Study of chemical elements «MORE-R», «PG-R» efficiency against asphalt-paraffin deposits in oil field equipment. In *Second International Scientific-Practical Conference «New Technologies in Oil & Gas Production»*. Baku: OilGasScientificResearchProject Institute, SOCAR.
4. Sattarov, R. M. & Zeynalov, A. N. (2002). Improvement of efficiency and elimination of wax deposits in oil equipment. *Azerbaijan Oil Industry*, 11, 53-57.
5. Wu, Z., Yang, Z., Cao, L., & Wang, G. (2016). Study on performance of surfactant-polymer system in deep reservoir. *SOCAR Proceedings*, 1, 34-41.
6. Wylde, J. J. (2009). Chemical treatments for paraffin evaluation and control. *Oil & Gas Technology*, 9, 25-29.
7. Bailey, R., Hambeek, L., Stewart, J. R. (2004). New solution for paraffin. *Oil & Gas Technology*, 6, 36-37.
8. Nekuchaev, V. O., Lyapin, A. Y., & Mikheev, M. M. (2018). Methods and results of static shear stress study of Timan-Pechora Province waxy crude oils using a controlled shear rate rheometer. *SOCAR Proceedings*, 4, 18-25.

Повышение эффективности добычи высоковязких асфальтосмолопарафинистых нефтей

С.Р.Расулов, А.Н.Зейналов

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

Одним из наиболее серьёзных осложнений при добыче, транспорте и подготовке нефти являются асфальтеносмолопарафиновые отложения. Формирования их в подземном скважинном оборудовании, а также в выкидных линиях, трубопроводах системы сбора увеличивают затраты на добычу нефти. Для решения этих вопросов достаточно эффективных реагентов нет. Нами разработаны многокомпонентные и многофункциональные реагенты MORE-R, PÇ-R. Исследовалось влияние этих реагентов на температуру застывания нефтей, диспергирование парафина и его растворение, а также отложение парафина. Новые реагенты внедрялись на площади «Нефт Дашлары» и получены удовлетворительные результаты. Предложенная трёхпараметрическая модель Гершеля-Балкли может быть использована для оценки реологических параметров нефтей при их транспортировке.

Ключевые слова: асфальтеносмолопарафиновые отложения; насосно-компрессорные трубы; реагенты; диспергирование парафина; реологические параметры.

Yüksək özlülüklü asfalten-qətran-parafinli neftlərin hasilatının səmərəliliyinin artırılması

S.R.Rəsulov, A.N.Zeynalov

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Neftin çıxarılması, nəqli və hazırlanması zamanı ən ciddi mürəkkəbləşmələrdən biri asfalten-qətran-parafin çöküntüləridir. Onların yeraltı quyu avadanlıqlarında, eləcə də atqı xətlərində, yığım sisteminin boru kəmərlərində yaranması neftçıxartma xərclərini artırır. Bu məsələlərin həlli üçün kifayət qədər səmərəli reagentlər yoxdur. Bizim tərəfimizdən çoxkomponentli və çoxfunksiyalı MORE-R və PÇ-R reagentləri hazırlanmışdır. Bu reagentlərin neftlərin donma temperaturuna, parafinin parçalanmasına və həll olunmasına, eləcə də parafinin çökməsinə təsiri tədqiq edilmişdir. Yeni reagentlər «Neft Daşları» sahəsində tətbiq edilmiş və qənaətbəxş nəticələr əldə edilmişdir. Təklif edilən üç parametrlı Gerşel-Balkli modeli neftlərin nəqli zamanı onların reoloji parametrlərinin qiymətləndirilməsi üçün istifadə oluna bilər.

Açar sözlər: asfalten-qətran-parafin çöküntüləri; nasos-kompresor boruları; reagentlər; parafinin parçalanması; reoloji parametrlər.