УДК 553.98

Карандельский С.А.

студент группы МГР12дв-24-11

Октябрьский институт нефти и газа (филиал)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

(г. Октябрьский, Россия)

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА УЭЦН ПРОТИВ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ

Аннотация: *в работе рассмотрена проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов, на примере Тарасовского месторождения. Проведен анализ влияния дебита и обводненности на интенсивность парафинизации. Рассчитан технологический эффект: дополнительная добыча нефти по восьми проектным скважинам составляет 1748 т/год.*

Ключевые слова: *асфальтосмолопарафиновые отложения, установка электроцентробежного насоса, Тарасовское месторождение, растворитель СОНПАР-5402, СПКУ, дополнительная добыча нефти.*

Одним из способов борьбы с АСПО является выбор подходящего режима работы скважины, эксплуатируемой УЭЦН. Метод заключается в подборе оптимальной скорости потока, при которой процесс образования отложений замедляется, а в благоприятных случаях прекращается. Преимущество данного способа - это отсутствие значительных капитальных затрат [1-3].

На Тарасовском месторождении исследован фонд скважин, осложнённый АСПО и оборудованный УЭЦН, на 01.09.2023 он составлял 60 скважин. Поскольку для борьбы с АСПО применялись в основном скребки, интенсивность парафинизации определялась приближённо по формуле (1) (обработка при

уменьшении проходного сечения НКТ примерно в 2 раза, отложения накапливаются равномерно во времени):

$$I = \left(\frac{d_в}{2} - \frac{d_в}{2\sqrt{2}}\right) \cdot \frac{1}{МОП} \quad (1).$$

где I – интенсивность парафинизации, мм/сут,

МОП – средний межоперационный период, сут,

$d_в$ – внутренний диаметр НКТ, мм.

Скважины разделены на 4 группы по обводненности (0-25%, 25-50%, 50-75%, 75-100%), дебиты - на интервалы шагом 10 т/сут. В результате получены кривые I = f(Q). При минимальной обводненности (В = 0-25%) зависимость имеет форму параболы: с ростом дебита интенсивность резко увеличивается за счет интенсификации массообмена. При значительной обводнённости (В = 50-75%) кривая приобретает вид, близкий к гиперболе: увеличение обводненности изменяет состав и свойства отложений, они становятся более пластичными и трудно смываемыми, а темп охлаждения потока замедляется. Дальнейшее нарастание скорости усиливает смывающий фактор, и интенсивность парафинизации снижается вплоть до полного разрушения АСПО. Характер кривых совпал с зависимостями, полученными В.П. Троновым, И.А. Гуськовой и И.В. Гуськовым для условий НГДУ «Сулеевнефть».

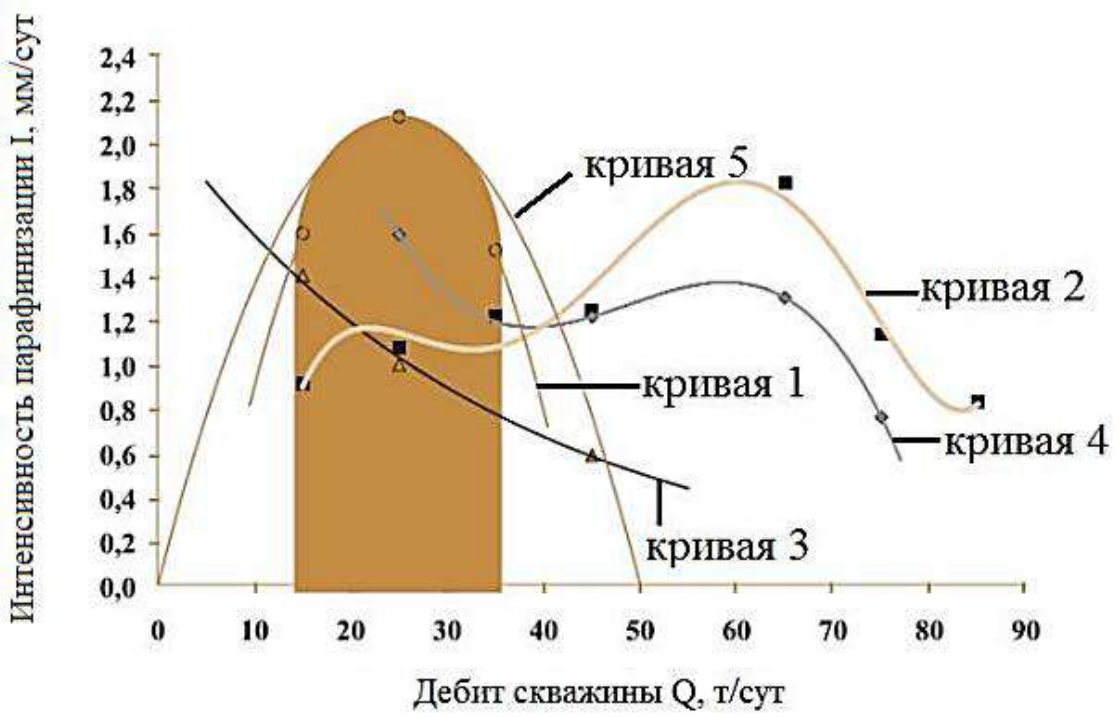


Рисунок 1. Интенсивность парафинизации оборудованных УЭЦН скважин Тарасовского месторождения в зависимости от дебита и обводненности.

Обводненность В: кривая 1 – 0-25%, кривая 2 – 25-50%, кривая 3 – 50-75%, кривая 4 – 75-100%, кривая 5 – Теоретическая кривая С.Ф. Люшина и Н.Н. Репина для обводненности от 0 до 25%.

Влияние скорости потока на интенсивность отложений проявляется через массообмен (контакт с нефтью повышенной концентрации твёрдых углеводородов), темп охлаждения и сдвигающее усилие, разрушающее отложения. Помимо скорости на сдвигающее усилие влияют структура потока, обводненность и характер поверхности труб [4].

Для прогноза глубины начала формирования АСПО использована зависимость М.С. Турбакова, температура насыщения дегазированной нефти парафином рассчитана по методике РН-УфаНИПИнефть [5].

Среди химических методов на месторождениях Западной Сибири испытан растворитель СОНПАР-5402 (ЗАО «Опытный завод Нефтехим»), содержащий углеводородную фракцию 70-165 °С (99,2-98,8% масс.), ПАВ ОП-

10 (0,3-0,5%) и алифатический спирт (0,5-0,7%). Лабораторные исследования весовым методом показали, что СОНПАР-5402 растворяет большинство отложений с эффективностью до 90%, для полного растворения АСПО Тарасовского месторождения требуется около 75 мин. Сравнение с растворителями СНПХ-7870, Миапром и Нефрас АР-120/200 подтвердило преимущество СОНПАР-5402 (таблица 1).

Таблица 1. Эффективность растворения АСПО, %.

Скважина	СОНПАР-5402	СНПХ-7870	Миапром	Нефрас АР-120/200
149	90	85	80	60
35	90	60	60	40
09	90	85	85	60
89	90	85	80	60
27	90	50	50	40

В течение 2024 г. СОНПАР-5402 с помощью агрегата АДПМ использовался в 21 скважине (18 с ШСНУ и 3 с УЭЦН), МОП составил соответственно 265 и 313 сут, средняя величина - 177 сут. Наибольший эффект получен на скважинах № 7, 27 и 83. Вместе с тем заливка реагента в затрубное пространство не обеспечивает полного ингибирования, реагент не доходит до приёма насоса из-за меньшей плотности, что сокращает МОП и сопровождается стравливанием затрубного газа.

Для устранения этого недостатка предложена дозированная подача реагента через специальные погружные кабельные устройства (СПКУ-301, СПКУ-003, СПКУ-001) - четырёхжильный бронированный кабель с полой полиэтиленовой трубкой. Реагент подаётся насосом-дозатором УДЭ по капиллярной трубке к грузу-форсунке как можно ближе к интервалу перфорации, капиллярная трубка фиксируется центраторами и страхуется

гибким тросом. Дозировочный насос синхронизируется с УЭЦН, объём ёмкости принимается не менее месячного расхода реагента.

Расчёт количества ингибитора выполнен по формулам:

$$P_{\text{инг}} = P_0 \cdot Q_{\text{н}} \ (2).$$

где P_0 – удельный расход ингибитора, г/т,

$Q_{\text{н}}$ – производительность скважины по нефти, т/сут.

$$P_{\text{инг}} = 200 \cdot 10{,}7 = 2140 \cdot 10^{-3} = 2{,}14 \text{ кг}.$$

Объем необходимого ингибитора определяем по формуле (3):

$$V_{\text{инг}} = \frac{P_{\text{инг}}}{\rho_{\text{инг}}} \ (3).$$

где $\rho_{\text{инг}}$ – плотность ингибитора, кг/м^3.

$$V_{\text{инг}} = \frac{2{,}14}{890} = 0{,}0024 \cdot 10^3 = 2{,}4 \text{ л}.$$

Необходимая подача насоса рассчитывается по формуле (4):

$$q = \frac{V_{\text{инг}}}{t_{\text{зак}}} \ (4).$$

$$q = \frac{2{,}4}{24} = 0{,}1 \text{ л/ч}.$$

где q – подача насоса, л/ч,

$V_{\text{инг}}$ – объем ингибитора, л,

$t_{\text{зак}}$ – время дозирования ингибитора, ч.

Технологический эффект определен по изменению дебита нефти до и после внедрения СПКУ с учетом коэффициента эксплуатации 0,95 и продолжительности ремонта 1,7 сут. Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2. Технологическая эффективность внедрения СПКУ.

Скважина	$q_т$, **т/сут**	$q_{пр}$, **т/сут**	**Прирост, т/сут**	**Доп. добыча, т/год**
227	10,7	11,36	0,66	228,1
233	13,8	14,65	0,85	293,8
234	14,2	15,08	0,88	304,1
240	10,6	11,25	0,65	224,6
289	7,2	7,60	0,40	138,2
372	4,3	4,56	0,26	89,8
712	10,8	11,50	0,70	242,0
807	10,7	11,36	0,66	228,1
Итого				1748

Внедрение многофункционального четырёхжильного кабельного устройства обеспечивает заданные отборы жидкости, повышает эффективность химических реагентов за счёт подачи в выбранную зону с оптимальной дозировкой, улучшает показатели работы глубинно-насосного оборудования, коэффициент подачи насоса, дебит скважины и межремонтный период. Дополнительная добыча нефти по исследуемым скважинам составила 1748 т/год. Таким образом, комбинация режимных мероприятий, обоснованного выбора растворителя СОНПАР-5402 и технологии СПКУ может рассматриваться как эффективное направление предупреждения и борьбы с АСПО на Тарасовском месторождении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах // Борьба с отложениями парафина. М.: Недра, 1965. 340 с.
2. Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. № 1. С. 110–111
3. Зейгман О.И. Методология борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти // Проблемы современной науки в исследованиях молодых ученых. Уфа: Издательство УГНТУ, 2019. С. 451–453
4. Хабибуллин З.А., Хусаинов З.М., Ланчаков Г.А. Борьба с парафиноотложениями в нефтедобыче: учеб. пособие. Уфа: УГНТУ, 1992. 105 с.
5. Хусаинов Р.Х., Хафизов А.Р. Применение многофункционального кабеля питания для дозировочной подачи химических реагентов на скважинах Тарасовского месторождения // 71-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Уфа: УГНТУ, 2020

Karandelsky S.A.
student in group MGR12dv-24-11
Oktyabrsky Institute of Oil and Gas (branch)
Ufa State Petroleum Technological University
(Oktyabrsky, Russia)

OPTIMIZING ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP OPERATION TO PREVENT PARAFFIN DEPOSITION

Abstract: *the study examines the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits in wells equipped with electric submersible pumps, using the Tarasovskoye oil field as an example. The effects of production rate and water cut on paraffin deposition were analyzed. The estimated operational benefit is an additional 1,748 tonnes of oil per year from eight planned wells.*

Keywords: *asphaltene-resin-paraffin deposits, electric submersible pump, Tarasovskoye oil field, SONPAR-5402 solvent, SPKU, incremental oil production.*