УДК 553.982.2

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАГРЕВАЮЩЕГО КАБЕЛЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНА В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

THE USE OF THE OF THE HEATING CABLE AT OPERATION OF OIL WELLS WITH THE ABNORMAL CONTENT OF PARAFFIN IN THE CONDITIONS OF PERMAFROST

Черных Евгений Викторович
аспирант кафедры РиЭНиГМ,
Самарский государственный технический университет,
chernykh_on@mail.ru

Баландин Лев Николаевич
Кандидат технических наук, доцент кафедры РиЭНиГМ,
Самарский государственный технический университет,
l.n.balandin@mail.ru

Chernykh Evgenij Victorovich
Samara State Technical University
chernykh_on@mail.ru

Balandin Lev Nikolaevich
Samara State Technical University
l.n.balandin@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются эффективные способы борьбы с отложениями парафина при эксплуатации нефтяных скважин с аномальным содержанием парафина в условиях вечной мерзлоты, а также проводится анализ требуемой удельной мощности при использовании греющего кабеля, как одного из более действенных методов борьбы с парафиноотложениями на Харьягинском месторождении.

Ключевые слова: парафинистая нефть, Харяьгинское месторождение, нагревающий кабель, парафиновые отложения, скважина.

Annotation. In the article are considered the efficient ways of fight against paraffin deposits at operation of oil wells with the abnormal content of paraffin in the conditions of permafrost and also the analysis of the required specific power is carried out by the use of the heating cable as one of more effective methods of fight against paraffin deposits on the Haryaginsky oilfield.

Keywords: paraffin oil, Haryaginsky oilfield, heating cable, paraffin deposits, wells.

Парафинистые нефти вызывают большие затруднения при их добыче и транспортировке. Большая часть аварий на трубопроводах случается из-за отложений парафина на стенках трубопроводов. А при добыче нефти высокое содержание парафина существенно повышает издержки.

На сегодняшний день нефтедобывающие компании и ученые продолжают искать эффективные способы борьбы с отложениями парафина. Однако окончательного решения данной задачи не получено.

Данный вопрос актуален и в России, и на зарубежных нефтедобывающих предприятиях.

Кто-то предлагает волновой метод, другие выступают за добавление в нефть присадок, значительно понижающих температуру застывания, в разы снижающих вязкость и просто препятствующих отложению парафинов.

Но пока ни один из этих способов не применяется эффективно на практике. Аварии продолжаются, затраты остаются высокими, что, безусловно, не лучшим образом влияет на себестоимость и конечную стоимость нефтепродуктов.

В качестве объекта исследования было выбрано Харьягинское месторождение, которое расположено в Ненецком автономном округе в посёлке нефтяников Харьяга. Месторождение расположено в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в 60 км от Северного полярного круга, в области многолетнемерзлых грунтов.

Месторождение относится к сложным, требующим особого подхода к вопросам, связанным с извлечением нефти из продуктивных пластов и ее транспортом. Неординарность этого месторождения обусловлена в основном специфическими физико-химическими свойствами нефтей. Для Харьягинского месторождения характерны большая глубина нефтеносности (~2800 м), наличие в его разрезе многолетнемерзлых пород, простирающихся до глубины 300–350 м, разнообразных типов ловушек, большого числа залежей нефти, различных типов коллекторов, имеющих широкий диапазон емкостных (пористость от 8 до 30 %) и фильтрационных (проницаемость от 0,001 до 1 мкм^2) характеристик. Термодинамические условия залегания нефтей имеют широкий диапазон изменения.

Установлено, что для нефтей этого месторождения характерны весьма высокое содержание парафина (до 25 %) и повышенные температуры застывания (до 38 °С). [1]

Парафиновые нефти характеризуются высокими температурами застывания. В некоторых случаях они достигают 40 °С, вследствие чего нефть приобретает мазеобразную консистенцию. При незначительном понижении температуры вязкость нефти сильно повышается. Нефти с содержанием парафина 5–8 % при 20 °С и ниже теряют текучесть. Поэтому перекачка высокопарафинистых нефтей по трубопроводам в зимний период значительно затрудняется и часто требует предварительного подогрева.

Практика добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются скважинные насосы, подъемные трубы в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока. Многочисленные промысловые исследования показали, что одним из наиболее эффективных способов борьбы с отложениями парафина является применение нагревательных кабелей. [2]

На рисунке 1 приведены результаты расчета для скважины 1060 требуемой удельной мощности кабеля $N_{каб}(l)$, удельной мощности, потребляемой на нагрев нефти до необходимой температуры $N_{нефть}(l)$ и удельной мощности тепловых потерь в затрубное пространство $N_{потерь}(l)$.

Таблица 1 – Результаты расчета требуемой удельной мощности кабеля $N_{каб}(l)$

Элементарный участок кабеля l, м	$N_{нефть}(l)$, Вт/м	$N_{потерь}(l)$, Вт/м	$N_{каб}(l)$, Вт/м
0,1	1,536	61,875	63,411
250	0,305	58,575	58,88
500	0,552	56,1	56,652
750	2,276	38,445	40,721
1000	5,479	0,825	6,304

На скважине ежедневно проводилась очистка НКТ механическими скребками и один раз в три дня промывка горячей нефтью. Зона отложения АСПО составляла 0–1000 м. Основным условием было обеспечение температуры по стволу скважины не менее 36 °С. Общая требуемая расчетная мощность кабеля для обеспечения этого требования составила 52 кВт с распределением удельной мощности в соответствии с графиком на рисунке 1.

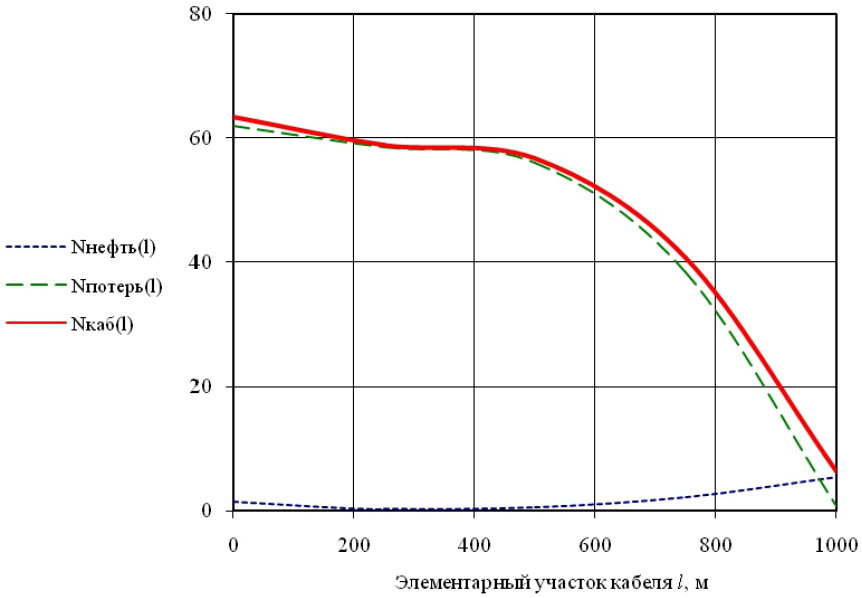

Рисунок 1 – Изменение удельной мощности кабеля $N_{каб}(l)$ по длине скважины

Характерно, что основная мощность кабеля расходуется на компенсацию потерь в затрубное пространство (46 кВт) и только 6 кВт или 11,5 % – на нагрев скважинной жидкости, т.е. необходимо потери в затрубное пространство перенаправить на нагрев жидкости в НКТ.

Использование греющего кабеля экономически выгодно на скважинах с производительностью до 50 м^3. Затраты на проведение депарафинизации этих скважин существующими методами, проведение текущих ремонтов по причине запарафинивания лифта насосо-компрессорных труб (НКТ), внутрисменные потери в добыче по причине аварий со скребком значительно выше. Применение греющего кабеля (ГК) полностью исключает применение других методов депарафинизации.

Согласно проведенных расчетов, основные потери температуры добываемой жидкости до 15 °С происходят в интервале вечномерзлых пород от 400 м до поверхности. В связи с чем необходимо пересмотреть конструкцию глубинного оборудования скважины, оснащённой ГК, для предотвращения передачи тепла от жидкости к окружающим породам. Это приведет к уменьшению потребления электроэнергии греющего кабеля и предотвратит нарушения поверхностных условий теплообмена между грунтами и стволом скважины, которые могут повлечь за собой за собой активизацию ряда процессов, способных, при определенных условиях, повлиять на устойчивость устья скважины. [3]

Промысловые испытания устройств прогрева скважины (УПС) выявили ряд недостатков при эксплуатации его в условиях Харьягинского месторождения:

– недоработка конструкции станции управления (СУ). После остановки скважины оператору добычи нефти и газа (ДНГ) запрещено открывать СУ. Это было связано с тем, что конструкция станции не отвечала нормам техники безопасности (оператор имеет доступ к силовой части станции управления). В дальнейшем СУ были усовершенствованны, показания работы электроконтактной установки (ЭКУ) были выведены на наружную часть СУ;

– необходимо завязать работу ЭКУ со СУ установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) для автоматического отключения кабеля при остановке ЭЦН;

– изоляционный материал кабеля не предназначен для работы в климатических условиях месторождения. При проведении спускоподъемных операций (СПО) происходит нарушение изоляции по причине ее растрескивания, что приводит к его частичной или полной отбраковке. Согласно паспортных данных, работы по СПО могут производиться при температуре окружающего воздуха не ниже –20 °С. Опыт показал, что нарушение изоляции происходит уже при –10 °С;

– необходимо оборудовать кабель более качественными датчиками показания температуры нагревательного кабеля и смонтировать их по всей длине кабеля.

Литература:

1. Полищук Ю.М. и др. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа), зарегистрирована в Роспатенте, свидетельство № 2001620067 от 16.05.2001 г.

2. Насыров А.М. и др. Способы борьбы с отложениями парафина : учебное пособие. – М. : ВНИИОЭНГ, 1991.

3. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа : учебное пособие для вузов. – М. : Химия, 2001.

References:

1. Polishchuk Yu.M., etc. The database on composition and physical and chemical properties of oil and gas (a DB of oil and gas), is registered in Rospatent, the certificate № 2001620067 of 16.05.2001.

2. Nasyrov A.M., etc. Methods of fight against paraffin deposits : manual. – M. : VNIIOENG, 1991.

3. Manovyan A.K. Technology of primary oil refining and natural gas : manual for higher education institutions. – M. : Chemistry, 2001.