УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF WELLS BY AN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP TECHNOLOGY IN CONDITIONS OF FORMATION OF ASPHALTENE, RESIN AND WAX DEPOSITIONS

Александров Александр Николаевич
Санкт-Петербургский горный университет,
г. Санкт-Петербург, Россия
sania.alexandro2012@yandex.ru

Рогачев Михаил Константинович
профессор, доктор технических наук,
заведующий кафедрой РНГМ,
Санкт-Петербургский горный университет,
г. Санкт-Петербург, Россия
rogatchev@mail.ru

Alexandrov Alexander Nikolaevich
St. Petersburg Mining University,
St. Petersburg, Russia
sania.alexandro2012@yandex.ru

Rogachyov Mikhail Konstantinovich
professor, Doctor of Engineering,
head of the department of RNGM,
St. Petersburg Mining University,
St. Petersburg, Russia
rogatchev@mail.ru

Аннотация. В статье обосновывается технология повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на одном из месторождений Республики Коми. Обоснование строится исходя из возможности совместного применения тандемной установки «ЭЦН-СН» и капиллярной системы подачи ингибитора парафиноотложений на прием УЭЦН.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, тандемная установка, высокопарафинистая нефть.

Annotation. In this article is grounded technology to improve the efficiency of operation of wells with electric submersible pumps in the conditions of formation of asphaltene, resin and wax depositions on one of oil and gas fields of republic Komi.
The rationale is based on the possibility of joint use of the tandeming installation "ESP-SN" and capillary flow paraffin deposition inhibitor to the reception ESP.

Keywords: asphaltene, resin and wax depositions, tandem system, high-paraffin crude oil.

Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений является для нефтедобывающей промышленности России особо актуальной задачей.

Возникающие осложнения при добыче высокопарафинистых нефтей (аварийные ситуации, простаивание скважин, уменьшение проходного сечения НКТ, сокращение срока МРП и т.д.) обусловлены образованием органических отложений в призабойной зоне пласта, стволе скважины, устьевой арматуре и выкидных линиях. Негативные последствия образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), а также трудности, возникающие при борьбе с ними, связаны со специфическими химическими и реологическими свойствами высокопарафинистых нефтей и осложненными условиями эксплуатации скважин. Усугубляются они также широким разнообразием свойств и состава АСПО, что требует обоснованного выбора конкретной технологии предупреждения образования и удаления АСПО с учетом геолого-физических и технологических условий эксплуатации скважин [1, 2, 3].

В целях борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению образования отложений (рис. 1) и их удалению (рис. 2).

Цель данной работы заключается в обосновании и выборе наиболее эффективной технологии повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений на одном из нефтегазоконденсатных месторождений Республики Коми.

Проведенный анализ геолого-физических условий разработки месторождения показал, что осложняющими факторами при разработке основной нефтегазоконденсатной залежи D_{2st} являются крайне сложное структурно-тектоническое строение залежей; высокий газовый фактор, равный в среднем G_0 = 231 м^3/т с высоким давлением насыщения $P_{нас}$ = 27,4 МПа, а также высокое содержание парафина (до 20,8 масс. %). Температура начала образования АСПО на стенках внутрискважинного оборудования для горизонта D_{2st} примерно составляет T = 37–39 °С.

Одной из основных проблем при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами данного месторождения является довольно частое фонтанирование продукции скважин по затрубному

пространству вследствие сброса туда значительной доли свободного газа после прохождения через газосепаратор и возникновения газлифтного эффекта. Наряду с опасностью образования при этом парафиновых и гидратных пробок в затрубном пространстве, коррозии обсадной колонны, имеется и еще один отрицательный фактор – частые срывы подачи, что существенно снижает наработку на отказ погружного оборудования.

Рисунок 1 – Методы предупреждения образования АСПО

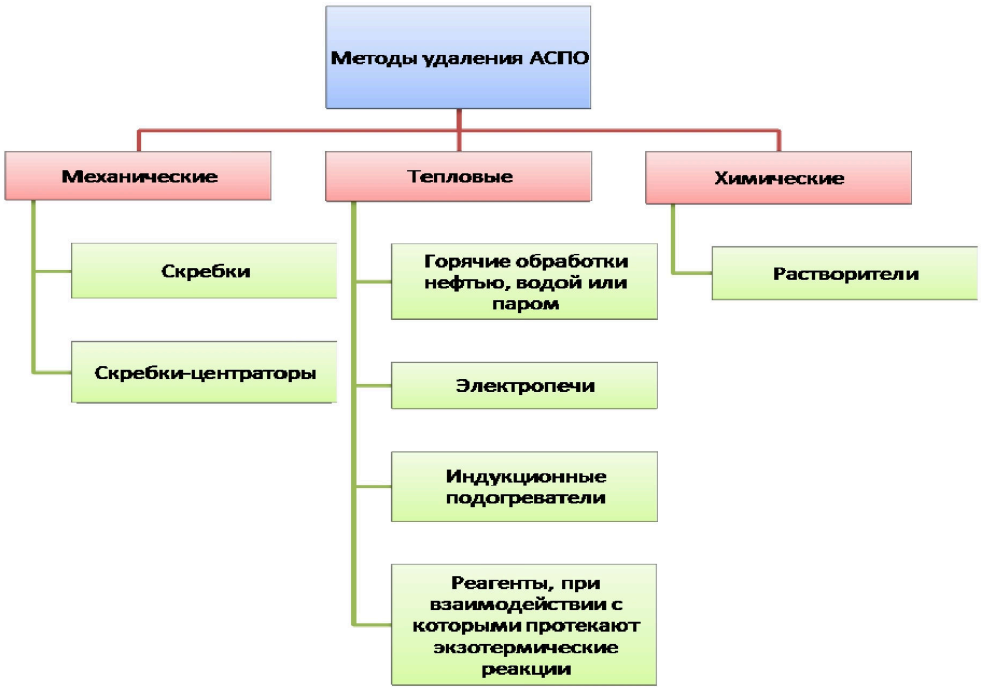

Рисунок 2 – Методы удаления АСПО

Проведенный анализ сложившейся ситуации по депарафинизации скважин на Кыртаельском месторождении показал, что другой проблемой, возникающей при эксплуатации большинства добывающих скважин, является низкий межочистной период (МОП) в силу интенсивного образования парафиновых отложений на подземном оборудовании при изменении термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах (рис. 3).

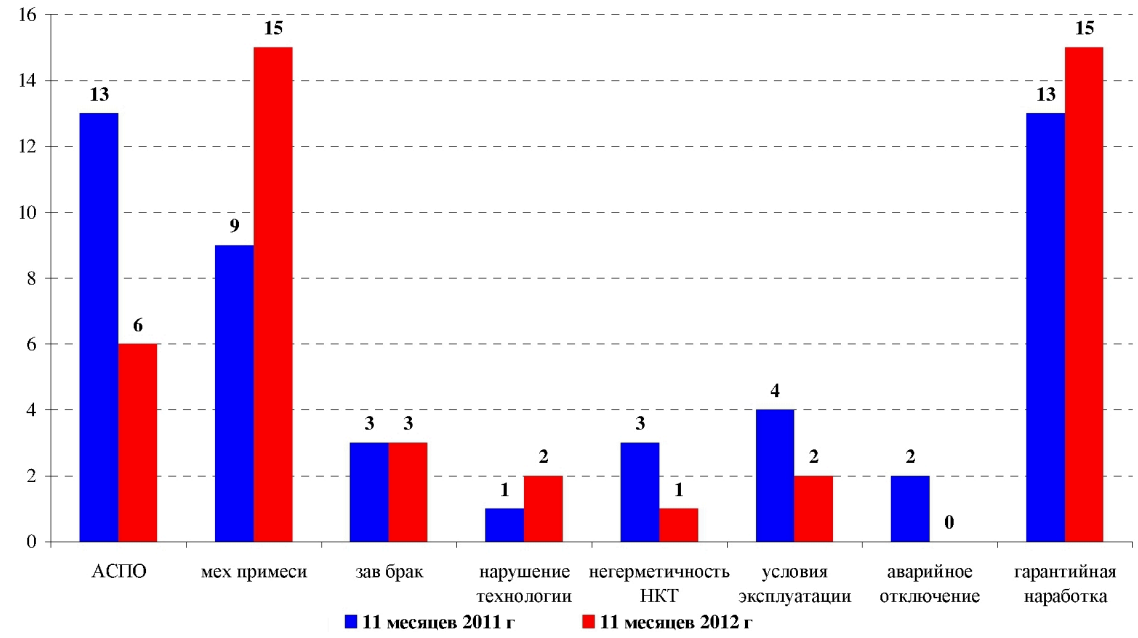

Рисунок 3 – Градация отказов УЭЦН по причинам в сравнении 11 месяцев 2011 г. и 11 месяцев 2012 г.

С целью увеличения МОП и повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования АСПО предлагается внедрить на скважине – кандидате № 407, входящей в список осложненного фонда по причинам АСПО и высокий газовый фактор:

1) погружную насосно-эжекторную систему для добычи нефти с извлекаемым струйным насосом типа ЗСН-73 в износостойком исполнении;

2) капиллярную систему подачи ингибитора парафиноотложений ФЛЭК ИП-107 на прием УЭЦН (КС-2) с целью предупреждения образования АСПО на внутренней поверхности НКТ.

Эффективная эксплуатация скважин тандемными установками «УЭЦН-СН» может быть достигнута только в случае согласования работы погружного центробежного насоса (силового привода для СН) и струйного насоса при их работе на оптимальном режиме.

Основной целью расчета тандемной установки является нахождение оптимальной глубины спуска ЭЦН и места установки струйного насоса, которые обеспечивают максимальную подачу для заданных типоразмеров ЭЦН и СН при работе ЭЦН в оптимальном режиме [1, 2].

Используя метод расчета по обобщенным зависимостям (метод В.Г. Грона), построим кривую распределения давления в НКТ от устья скважины по схеме «сверху вниз», кривую распределения давления и объёмного газосодержания по эксплуатационной колонне от забоя скважины по схеме «снизу вверх» для скважины – кандидата № 407 (рис. 4).

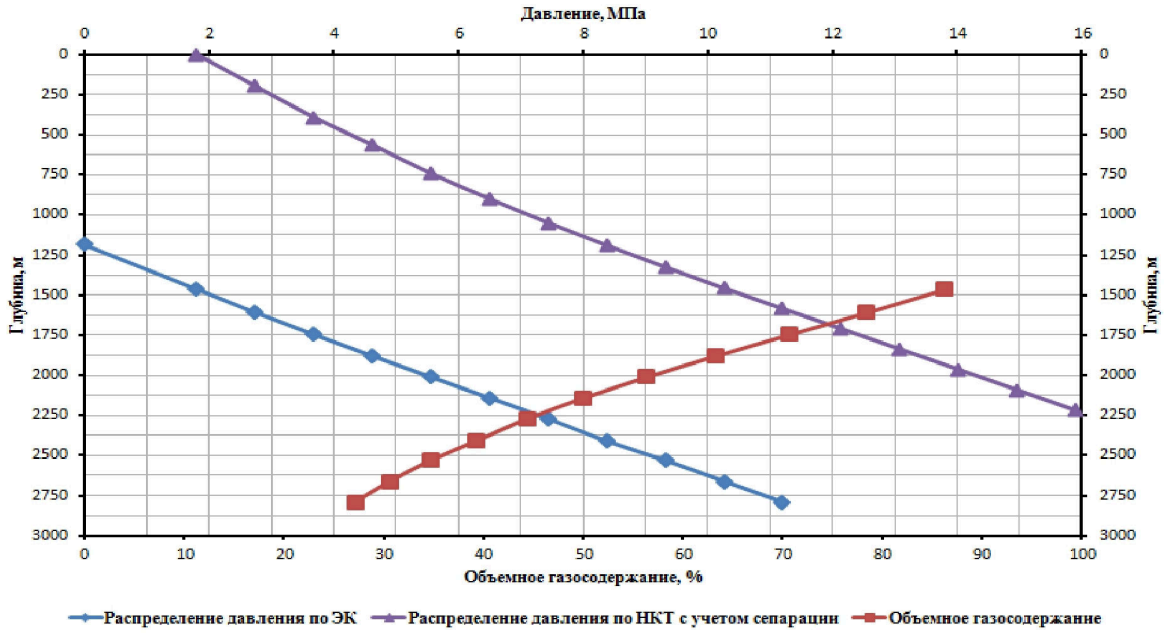

Рисунок 4 – Распределение давления и объёмного газосодержания по стволу скважины № 407

Исходя из полученных результатов, выбираем глубину спуска насоса в скважину № 407: $H_{спуска}$ = 2200 м

Объемное газосодержание на выбранной глубине спуска насоса составляет 45,4 %. Так как будет подбираться погружной центробежный насос типа ЭЦН, то такое высокое содержание свободного газа на приёме насоса недопустимо без применения дополнительного оборудования по борьбе с повышенным газом. Таким образом, в качестве дополнительного оборудования в условиях высокого газосодержания выбираем роторный газосепаратор типа 3МНГЛ5А.1М с коэффициентом сепарации $\sigma = 0{,}5$.

Для согласования характеристики насоса и скважины, следовательно, нахождения величины удельной энергии, передаваемой насосом газожидкостной смеси, и обеспечения нормы отбора жидкости из скважины с выбранной глубины спуска насоса строится напорная характеристика скважины $Q = f(H_{скв})$. Затем осуществляется пересчет характеристики ЭЦН на воде на откачиваемую вязкую жидкость по методу Ляпкова П.Д. [2].

Далее по имеющимся данным строим совмещенную характеристику насоса ЭЦНМ 5А-160-1200 и скважины № 407 для определения соответствия насоса заданным условиям (рис. 5).

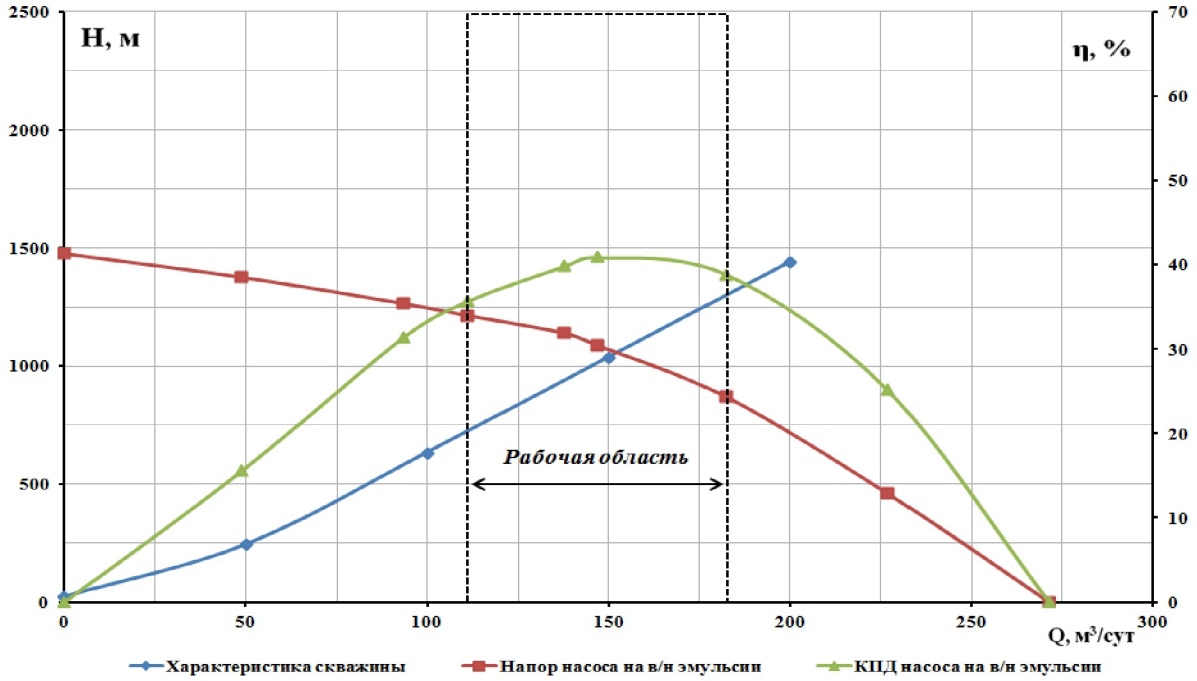

Рисунок 5 – Совмещённый график характеристик насоса ЭЦНМ 5А-160-1200 на в/н эмульсии и скважины

Согласно рисунка 5 насос ЭЦНМ 5А-160-1200 в комплекте с роторным газосепаратором типа 3МНГЛ5А.1М обеспечивает необходимую норму отбора, равную 150 м^3/сут., а точка пересечения напорных характеристик скважины и насоса на водонефтяной эмульсии входит в рабочую область насоса (область максимального КПД).

Расчет глубины спуска и подачи тандемной установки осуществлялся по методике [3] при минимальной глубине погружения струйного насоса под динамический уровень, равной 50 м.

Для определения глубины образования АСПО в скважинах, пробуренных на основную нефтегазоконденсатную залежь месторождения D2st, в качестве примера выбираем скважину № 407. Параметры данной скважины, необходимые для расчетов, представлены в таблицах 1–2.

Таблица 1 – Параметры скважины № 407 (объект D_{2st})

Дебит скважины по жидкости при стандартных условиях, м^3/сут.	$Q_{ж.ст}$	167,4
Глубина скважины, м	Lc	2792
Средняя величина наклона угла скважины, град	α	6
Пластовая температура, К	$T_{пл}$	328,8
Внутренний диаметр НКТ, м	$d_{вн}$	0,062
Температура нейтрального слоя, К	$T_{НС}$	277
Глубина нейтрального слоя, м	$H_{НС}$	30

Таблица 2 – Состав АСПО скважины № 407 (объект D_{2st})

Асфальтены, масс. %	0,37
Смолы, масс. %	4,29
Парафины, масс. %	15,22
Температура насыщения нефти парафином в скважинных условиях, °С	37–39

Распределение температуры по глубине скважины находится по следующей зависимости:

$$T(H) = T_{пл} - (L_c - H) \cdot \frac{0{,}0034 + 0{,}79 \cdot \omega \cdot \cos\alpha}{10^{\frac{q}{86400 \cdot 20 \cdot d^{2{,}67}}}} \quad (1)$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К; L_c – глубина скважины, м; H – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м; α – угол отклонения скважины от вертикали, градус; q – дебит жидкости, приведённый к стандартным условиям, $м^3/с$; d – диаметр подъёмника, м.

Таким образом, прогнозируемая зона формирования отложений парафина в скважине № 407 составит 1350–1500 м (рис. 6).

Одним из эффективных методов борьбы с АСПО на фонде скважин с низким МОП (менее 30 суток) является применение реагентов-ингибиторов парафиноотложений.

Результаты лабораторных испытаний ингибиторов парафиноотложений на промысловых образцах АСПО методами дисперсии и отмыва АСПО, а также методом «холодного пальца» показали, что наибольшей эффективностью обладает ингибитор ФЛЭК ИП-107 с моющими (детергентными) свойствами.

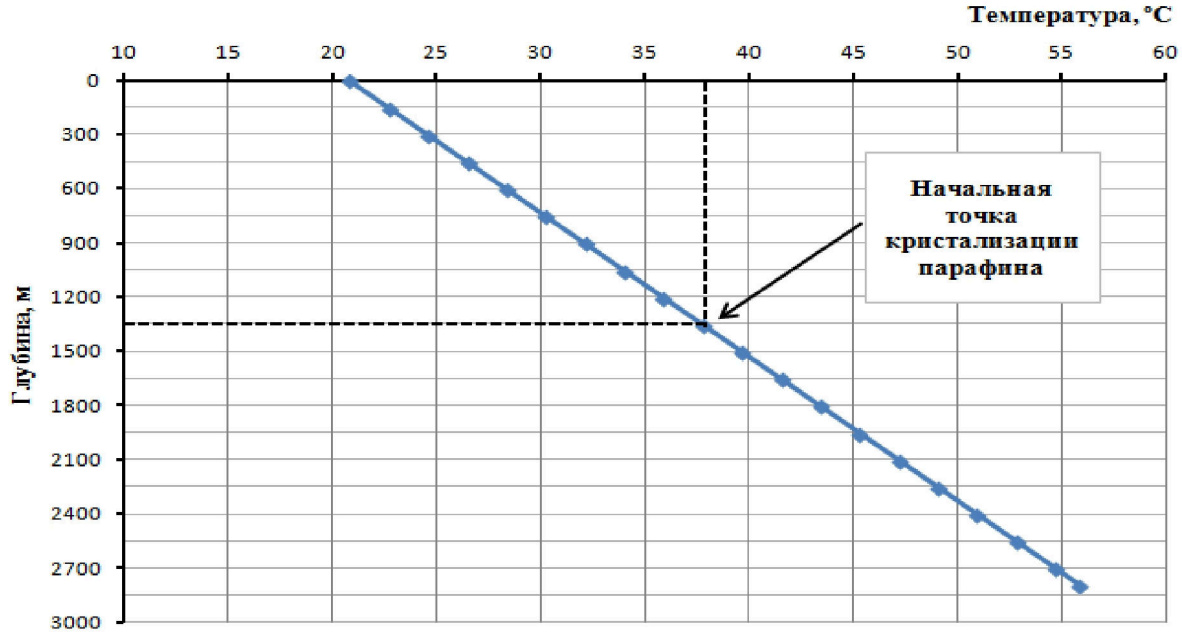

Рисунок 6 – График распределения температуры по глубине скважины с обозначением начальной точки кристаллизации парафина

В качестве технических средств предлагается применять капиллярную систему подачи ингибитора парафиноотложений на прием УЭЦН (КС-2).

В таблице 3 представлены показатели работы скважины № 407 до и после внедрения тандемной установки «ЭЦН-СН» совместно с технологией ингибирования.

Технологический эффект комбинированного применения тандемной установки «ЭЦН-СН» и капиллярной системы подачи ингибитора парафиноотложений на прием УЭЦН (КС-2) выражается в увеличении среднесуточного дебита скважины по жидкости и нефти на 11,6 % за счет дополнительного отбора газожидкостной смеси струйным насосом, предупреждении фонтанирования по эксплуатационной колонне и образования парафиновых отложений в затрубном пространстве, а также обеспечении работы УЭЦН в оптимальном режиме. При этом ожидаемая дополнительная добыча нефти по скважине № 407 составит 4232 т/год.

Таблица 3 – Показатели работы скважины – кандидата № 407

Параметр	До внедрения тандемной установки «ЭЦН-СН» и технологии ингибирования	После внедрения тандемной установки «ЭЦН-СН» и технологии ингибирования
Тип насоса	УЭЦН5А-160-1200	УЭЦН5А-160-1200
Тип газосепаратора	3МНГЛ5А.1М	3МНГЛ5А.1М
Тип двигателя	ЭДБ 40-117 В5	ЭДБ 40-117 В5
Тип струйного насососа		3СН-73
Среднесуточный дебит, т/сут.:		
– по нефти	120,46	134,44
– по жидкости	124,22	138,63
Ожидаемая дополнительная добыча нефти, т/сут.	13,98	
Ожидаемая дополнительная добыча нефти, т/год	4232	
Межочистной период, сут.	0,5	1,0
Количество промывок с помощью АДПМ в месяц, шт	2	0
Ориентировочная наработка на отказ, сут.	100–360	Планируется увеличение в 1,3–1,8 раза

Подача ингибитора парафиноотложений на прием УЭЦН позволяет повысить межочистной период в 2 раза, отказаться от дополнительных мероприятий по тепловой обработке скважин горячей нефтью и газоконденсатом, а также предотвратить простои скважин, связанные с образованием асфальто-смоло-парафиновых отложений.

Литература:

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях : учебное пособие для вузов. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 616 с.

2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие для вузов. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

References:

1. Drozdov A.N. Technology and technology of oil production by submersible pumps in the complicated conditions : manual for higher education institutions. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2008. – 616 p.

2. Mishchenko I.T. Borehole oil production: manual for higher education institutions. – M. : Federal State Unitary Enterprise Publishing House «Oil and Gas» Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003. – 816 p.

3. Persiyantsev M.N. Oil production in the complicated conditions. – M. : LLC «Nedra-Businesstsentr», 2000. – 653 p.