

УДК 622.276.72

**АНАЛИЗ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЁННЫХ ФОРМИРОВАНИЕМ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МАТРОСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО**

**ANALYSIS OF WELLS, COMPLICATED BY THE FORMATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS ON THE EXAMPLE OF THE MATROSOVSKOYE OIL FIELD, AND DEVELOPMENT OF RECOMMENDATIONS ON THE APPLICATION OF METHODS TO DISSOLUTION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS**

**Березовский Денис Александрович**  
заместитель начальника цеха,  
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»  
Каневское газопромислое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Самойлов Александр Сергеевич**  
аспирант,  
Кубанский государственный  
технологический университет»  
aleksandr3105@inbox.ru

**Башардуст Мохаммад Дауд**  
студент-магистрант,  
институт Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
Daud.Bashardust@yahoo.com

**Аннотация.** На многих месторождениях нефти добыча осложняется асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями, образующимися на поверхности нефтепромыслового оборудования и в призабойной зоне скважин. В результате уменьшается живое сечение лифтовых колонн, приводящее к снижению их пропускной способности, уменьшается текущий дебит скважин, снижается их продуктивность и, в конечном счёте, коэффициент нефтеотдачи пласта. Интенсивность отложений при добыче парафинистых нефтей зависит от свойств и состава нефти, физических параметров потока, характеристики поверхности оборудования. Необходимым условием образования парафиновых отложений является снижение температуры потока ниже температуры насыщения.

**Ключевые слова:** асфальто-смоло-парафиновые отложения; общая характеристика АСПО; основные факторы, влияющие на формирование АСПО; методы предотвращения АСПО; методы удаления АСПО; методы борьбы с осложнениями АСПО; применение защитных покрытий.

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**  
Deputy chief of department,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Samoylov Alexander Sergeevich**  
Graduate student,  
Kuban state technological university  
aleksandr3105@inbox.ru

**Bashardust Mohammad Daud**  
Undergraduate student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological university  
Daud.Bashardust@yahoo.com

**Annotation.** In many oil fields, production is complicated by asphalt-resinous and paraffinic deposits formed on the surface of oilfield equipment and in the bottomhole zone of wells. As a result, the living section of the elevator columns decreases, resulting in a decrease in their throughput, the current production rate of the wells decreases, their productivity decreases and, ultimately, the oil recovery coefficient of the formation. The intensity of deposits in the extraction of paraffinic oils depends on the properties and composition of the oil, the physical flow parameters, and the characteristics of the surface of the equipment. A necessary condition for the formation of paraffin deposits is a decrease in the flow temperature below the saturation temperature.

**Keywords:** asphalt-resin-paraffin deposits; general characteristic of asphalt-resin-paraffin deposits; main factors affecting the formation of asphalt-resin-paraffin deposits; methods of preventing asphalt-resin-paraffin deposits; methods for removal of asphalt-resin-paraffin deposits; methods to dissolution the complications of asphalt-resin-paraffin deposits; application of protective coatings.

**Характеристика состава и физико-химических свойств нефти**

Исследование физико-химических свойств пластовых нефтей проводилось по пластовым пробам в отделе исследования нефтей института «ТатНИПИнефть» и в аналитической лаборатории ТГРУ. Пробы отбирались глубинными пробоотборниками типа ПД-3 и исследовались на установках УИПН-2 и АСМ-300 по общепринятой мето-

дике (вискозиметр высокого давления универсальный) и капиллярным типа ВПЖ. Плотность сепарированной нефти определялась пикнометрическим способом. Состав нефти после однократного разгазирования пластовой пробы нефти анализировался на хроматографах типа ЛХМ-5М, ХРОМ-5.

Поверхностные пробы исследовались в нефтесырьевой лаборатории ВНИИУСа согласно ГОСТам: плотность нефти (ГОСТ-3900-85), содержание серы (ГОСТ-377-15), вязкость (ГОСТ-377-66), разгонка по Энглери (ГОСТ-2177-66), содержание в нефти парафина определялось по методике ВНИИНП.

Краткая характеристика пластовой нефти по воробьёвскому горизонту Матросовского месторождения приведена в таблице 1; компонентный состав разгазированной и пластовой нефти – в таблице 2; физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти – в таблице 3.

Исследование свойств нефти воробьёвского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из трёх скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов 5 проб, следующие:

- давление насыщения 10,1 МПа;
- газосодержание 67 м<sup>3</sup>/т;
- объёмный коэффициент 1,176;
- динамическая вязкость 3,89 мПа · с;
- плотность пластовой нефти 696 кг/м<sup>3</sup>, сепарированной – 819 кг/м<sup>3</sup>;
- по данным анализов поверхностных проб нефть воробьёвского горизонта относится к группе средних нефтей;
- по содержанию серы (1,31 % масс.) и парафина (1,9 % масс.) нефть является сернистой и парафинистой;
- кинематическая вязкость при 20 °С составляет 6,1 м<sup>2</sup>/с.

#### Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин, осложнённых формированием АСПО

На рисунке 1 приведено распределение скважин по типу эксплуатации.

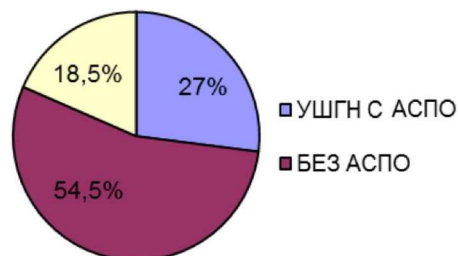


Рисунок 1 – Распределение скважин по типу эксплуатации

Из рисунка 1 видно, что из 100 % скважин (130 скважин) 54,5 % от общего фонда (71 скважина) не осложнены формированием АСПО. 27 % скважин (35 скважин), оборудованных УШГН, и 18,5 % скважин (24 скважины), оборудованных УЭЦН, осложнены формированием АСПО.

На рисунке 2 показано распределение скважин по приводу штангового насоса.

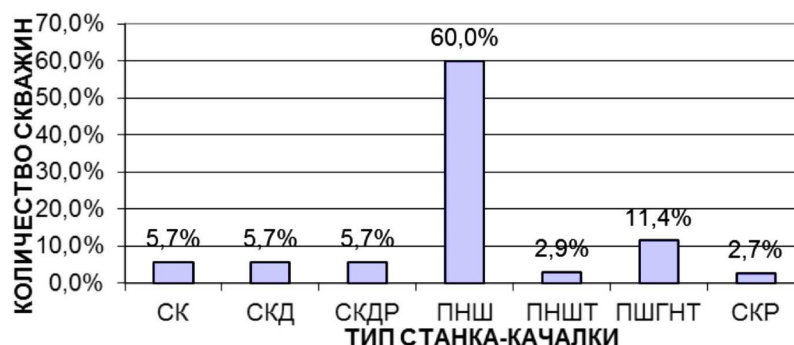


Рисунок 2 – Распределение скважин по приводу штангового насоса

Таблица 1 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Воробьёвский горизонт				среднее значение
	КОЛИЧЕСТВО ИССЛЕДОВАННЫХ		Диапазон изменения	среднее значение	
	скважин	проб			
Давление насыщения нефти газом, МПа	3	5	9,4-10,7	10,1	
Газосодержание, при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> /т	4	5	49,85–110,62	67	
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	3	5	1,2051–1,2752	1,212	
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	
Суммарное газосодержание, м <sup>3</sup> /т	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	3	5	660,29–793,47	696,0	
Вязкость, мПа·с	3	5	3,8–4,01	3,89	
Объёмный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	5	1,060–1,272	1,176	

Таблица 2 – Компонентный состав разгазированной и пластовой нефти

Наименование	Воробьевский горизонт													
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях				при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях				пластовая нефть					
	%		моль		%		моль		%		моль		%	
	масс.		масс.		масс.		масс.		масс.		масс.		масс.	
Сероводород	0	0	не опр.	не опр.	0	0	не опр.	не опр.	0	0	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Углекислый газ	0	0	не опр.	не опр.	0	0	не опр.	не опр.	0,020	0,057	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Азот + редкие, в том числе:	0	0	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	1,360	6,044	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Гелий	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Метан	0,01	0,117	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	1,560	12,110	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Этан	0,08	0,501	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	2,030	8,406	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Пропан	0,48	2,049	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	3,580	10,111	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
i-Бутан	0,20	0,648	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	0,610	1,307	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
n-Бутан	0,97	3,141	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	2,040	4,371	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
i-Пентан	0,76	1,982	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	1,250	2,157	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
n-Пентан	1,39	3,626	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	1,960	3,383	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Гексан + высшие	96,12	87,936	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	85,600	52,055	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Гептан														
Остаток (C <sub>8</sub> +высшие)														
Молекулярная масса газа относительная (по воздуху), доли ед.	188,2	188,2	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	124,52	124,5	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	819,0	819,0	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	696,0	696,0	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.

Таблица 3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование	Воробьёвский горизонт				среднее значение
	количество исследованных скважин		проб	диапазон изменения	
	3	не опр.			
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа · с	3	не опр.	3	4,26–7,0	6,1
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа · с	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Вязкость кинематическая при 20 °С, 10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Вязкость кинематическая при 50 °С, 10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Температура застывания, °С	2	не опр.	2	17–19	18
Температура насыщения парафином, °С	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Массовое содержание, %	серы	3	3	1,30–1,33	1,31
	смола силикателесых	3	3	5,23–6,25	6,05
	асфальтенов	3	3	0,69–1,80	1,2
	парафинов	3	3	1,01–2,04	1,9
	солей	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Температура плавления парафина, °С	воды	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
	мехпримесей	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
	Н.к. 100 °С	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Объёмный фракций, %	до 150 °С	3	3	10,5–15,0	12,3
	до 200 °С	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
	до 300 °С	3	3	25,4–34,0	29,5
	до 350 °С	3	3	49,0–55,0	50,5
Классификация нефти: средняя, сернистая	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.

Из рисунка 2 видно, что 60 % скважин оборудовано приводами штангового насоса типа ПНШ; 11,4 % скважин оборудовано ПШГНТ, 5,7 % скважин оборудовано приводами балансирующего типа, механического действия, с преобразующим механизмом, типа СКДР, СК и СКД; 2,9 % скважин оборудовано ПНШТ и 2,7 % скважин оборудовано СКР.

На рисунке 3 приведено распределение УШГН по типу насоса.

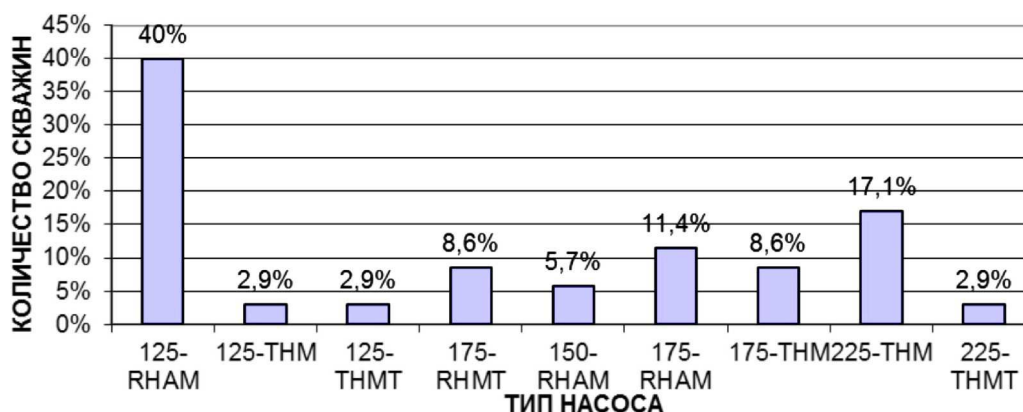


Рисунок 3 – Распределение УШГН по типу насоса

Из рисунка 3 видно, что наибольшее количество скважин (40 %) оборудовано вставными насосами типа 125-RHAM и наименьшее количество (2,9 %) трубными насосами типа 125-THM, 125-THMT и 225-THMT.

На рисунке 4 показано распределение УЭЦН по типу насоса.

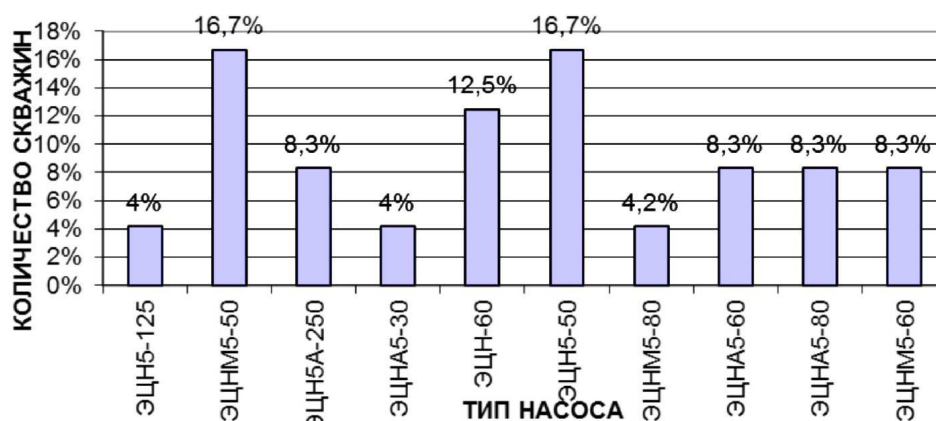


Рисунок 4 – Распределение УЭЦН по типу насоса

Из рисунка 4 видно, что 16,7 % скважин оборудовано насосами типа ЭЦНМ5-60 и ЭЦН5-50 – максимальное значение и 4 % скважин оборудовано насосами типа ЭЦН5-125 и ЭЦНА5-30 – минимальное значение.

На рисунке 5 приведено распределение УШГН по глубине спуска насоса.



Рисунок 5 – Распределение УШГН по глубине спуска насоса

Из рисунка 5 видно, что большинство скважин, оборудованных УШГН (28,6 %), имеют большие глубины спуска насоса в интервале 1150–1250 м.

На рисунке 6 показано распределение УЭЦН по глубине спуска насоса.



Рисунок 6 – Распределение УЭЦН по глубине спуска насоса

Из рисунка 6 видно, что 41,7 % скважин имеют глубину спуска насоса в интервале 1190–1290 м – максимальное значение и 4,2 % скважин имеют глубину спуска насоса в интервале 990–1090 м, 1090–1190 м и 1390–1490 м – минимальное значение.

Таким образом, из проведённого анализа фонда скважин, осложнённых формированием АСПО на Матросовском месторождении, можно сделать вывод, что основная доля 27 % имеет тип эксплуатации УШГН с приводом штангового насоса типа ПНШ, со вставным насосом типа 125-RHAM, а 18,5 % приходится на скважины, оборудованные УЭЦН.

#### Анализ режимов работы скважин, осложнённых формированием АСПО

На рисунке 7 приведено распределение УШГН по обводнённости.

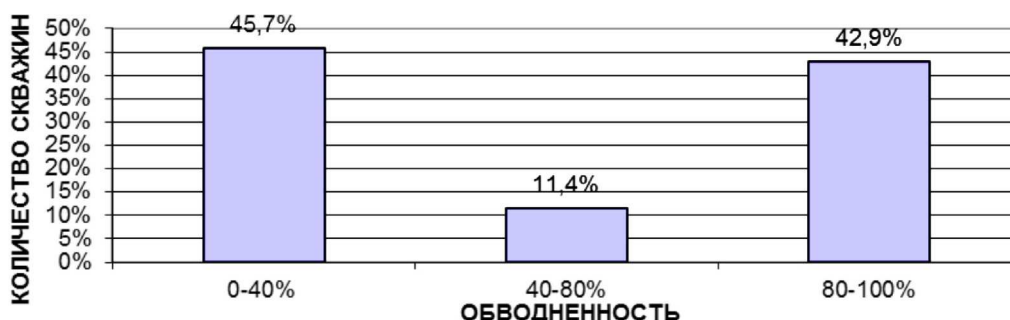


Рисунок 7 – Распределение УШГН по обводнённости

Из рисунка 7 видно, что 45,7 % скважин добывают малообводнённую продукцию (0–40 %); 11,4 % скважин добывают среднеобводнённую продукцию (40–80 %) и 42,9 % скважин добывают высокообводнённую продукцию (80–100 %).

На рисунке 8 показано распределение УЭЦН по обводнённости.

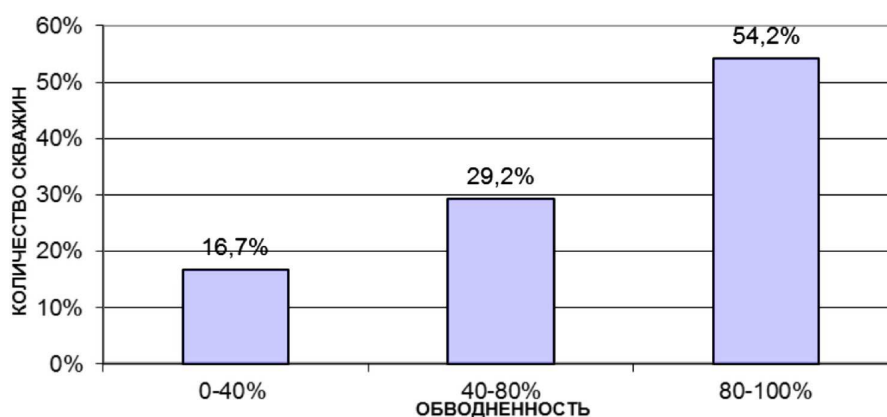


Рисунок 8 – Распределение УЭЦН по обводнённости

Из рисунка 8 видно, что 16,7 % скважин добывают малообводнённую продукцию (0–40 %); 29,2 % скважин добывают среднеобводнённую продукцию (40–80 %) и 54,2 % скважин добывают высокообводнённую продукцию (80–100 %).

На рисунке 9 приведено распределение скважин по числу качаний.

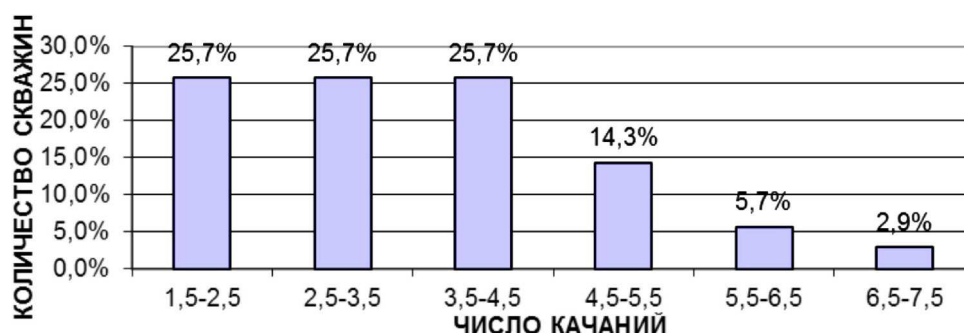


Рисунок 9 – Распределение скважин по числу качаний

Из рисунка 9 видно, что 25,7 % скважин эксплуатируются с числом качаний 1,5–2,5; 2,5–3,5 и 3,5–4,5 – максимальное значение, 2,9 % скважин эксплуатируются с числом качаний 6,5–7,5 – минимальное значение.

На рисунке 10 показано распределение скважин по длине хода.

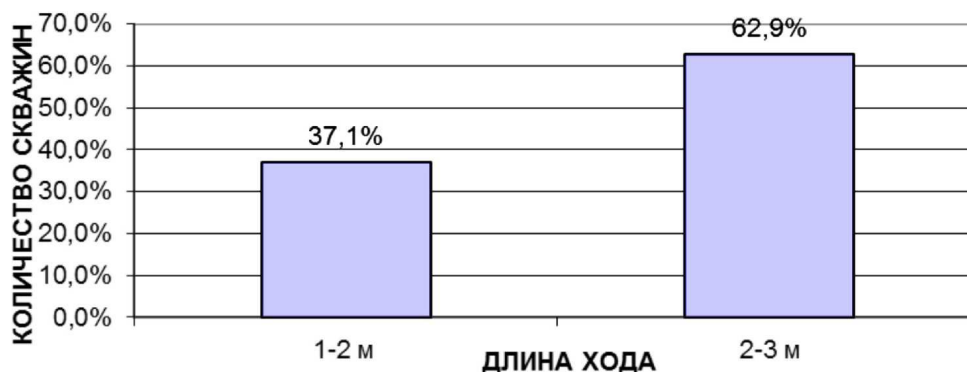


Рисунок 10 – Распределение скважин по длине хода

Из рисунка 10 видно, что 62,9 % скважин с максимальной длиной хода 2–3 м и 37,1 % скважин с минимальной длиной хода 1–2 м.

На рисунке 11 приведено распределение УШГН по дебиту нефти.

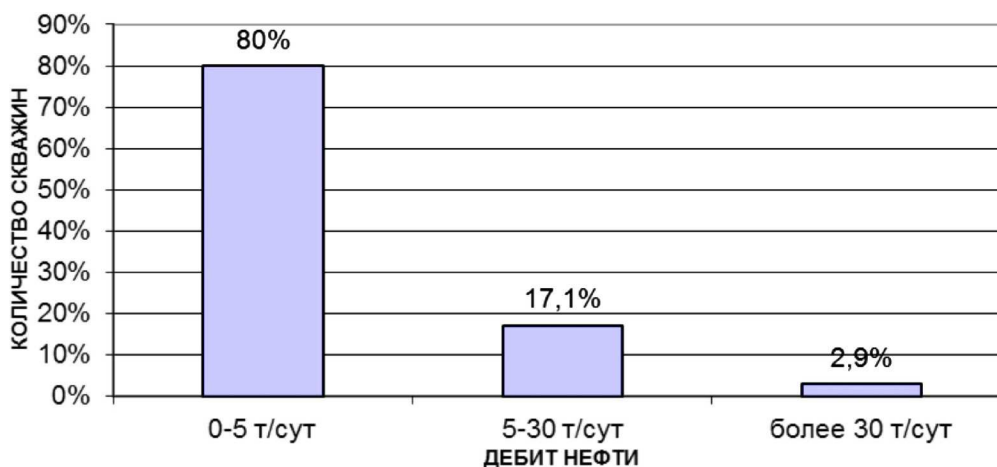


Рисунок 11 – Распределение УШГН по дебиту нефти

Из рисунка 11 видно, что 80 % скважин являются малодебитными (0-5 тонн/сут.); 17,1 % скважин являются среднедебитными (5-30 тонн/сут.) и 2,9 % скважин являются высокодебитными (более 30 тонн/сут.).

На рисунке 12 показано распределение УЭЦН по дебиту нефти.



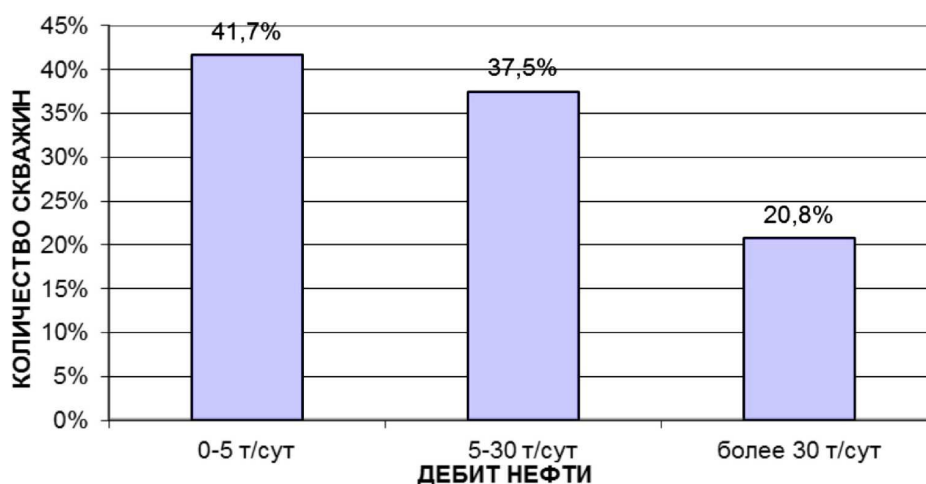


Рисунок 12 – Распределение УЭЦН по дебиту нефти

Из рисунка 12 видно, что 41,7 % скважин являются малodeбитными (от 0–5 тонн/сут.); 37,5 % скважин являются среднедебитными (5–30 тонн/сут.) и 20,8 % скважин являются высокодебитными (более 30 тонн/сут.).

На рисунке 13 приведено распределение УШГН по дебиту жидкости.

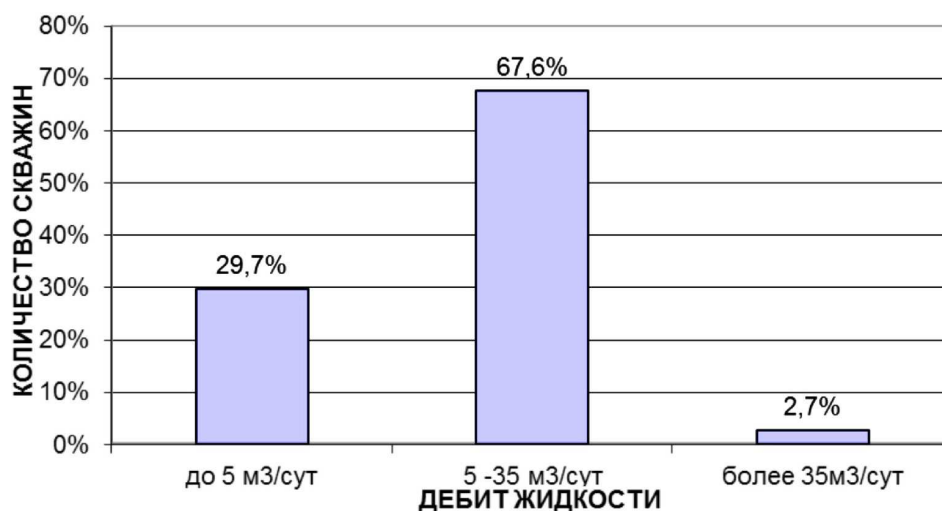


Рисунок 13 – Распределение УШГН по дебиту жидкости

Из рисунка 13 видно, что 29,7 % скважин являются малodeбитными (до 5 м³/сут.); 67,6 % скважин являются среднедебитными (5–35 м³/сут.) и 2,7 % скважин являются высокодебитными (более 35 м³/сут.).

На рисунке 14 показано распределение УЭЦН по дебиту жидкости.

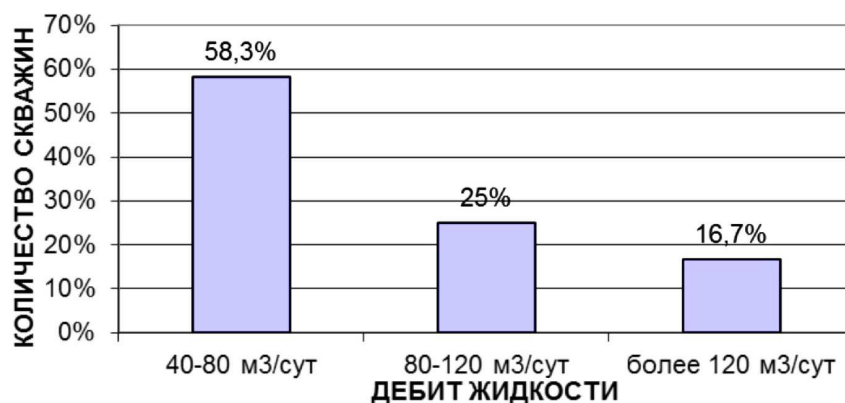


Рисунок 14 – Распределение УЭЦН по дебиту жидкости

Из рисунка 14 видно, что 58,3 % скважин являются малодебитными (40–80 м<sup>3</sup>/сут.); 25 % скважин являются среднедебитными (от 80–120 м<sup>3</sup>/сут.) и 16,7 % скважин являются высокодебитными (более 120 м<sup>3</sup>/сут.).

Таким образом, анализируя данные гистограммы, можно сказать, что УШГН, осложнённые формированием АСПО, работают при максимальной длине хода и с минимальным числом качаний. Большую часть скважин составляют малообводнённые (45,7 % от общего фонда) и высокообводнённые (42,9 % от общего фонда), скважины имеют средний дебит по жидкости (5–35 м<sup>3</sup>/сут.) и малый дебит по нефти (до 5 тонн/сут). УЭЦН, осложнённые формированием АСПО, в основном высокообводнённые (80 % от общего фонда), высокодебитные по жидкости (40–80 м<sup>3</sup>/сут.), малодебитные (41,7 % от общего фонда) и высокодебитные (37,5 % от общего фонда) по нефти.

### **Общая характеристика АСПО.**

#### **Основные факторы, влияющие на формирование АСПО**

Асфальто-смоло-парафиновые отложения представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20–70 % масс.), асфальто-смолистых веществ (АСВ) (20–40 % масс.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафины – углеводороды метанового ряда от C<sub>16</sub>H<sub>34</sub> до C<sub>64</sub>H<sub>130</sub>. В пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют (ГОСТ 11851-85) на:

- малопарафиновые – менее 1,5 % масс.;
- парафиновые – от 1,5 до 6 % масс.;
- высокопарафиновые – более 6 % масс.

Парафины устойчивы к воздействию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Высокомолекулярные парафины – церезины (от C<sub>37</sub>H<sub>74</sub> до C<sub>53</sub>H<sub>108</sub>) отличаются более высокой температурой кипения, большими молекулярной массой и плотностью.

В состав асфальто-смолистых веществ входят азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, не летучи, имеют существенную неоднородность структуры. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с испарением лёгких компонентов и её окислением. Иногда к группе смолистых соединений относят асфальтены.

Асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета, с плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефти достигает 5,0 %. В асфальтенах содержится (% масс.): углерода – 80,0–86,0, водорода – 7,0–9,0, серы – до 9,0, кислорода – 1,0–9,0 и азота – до 1,5. Они являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжёлых компонентов нефти.

Нефтяные дисперсные системы относят к классу коллоидов, в которых АСПВ диспергированы в мальтеновой среде. Очевидно, что физико-химические и технологические свойства нефтей во многом обусловлены межмолекулярным взаимодействием в системах «асфальтены – смолы» и «мальтены – смолы – асфальтены».

Смолы и асфальтены обладают следующими особенностями:

1) химические и физико-химические процессы с участием АСВ носят коллективный характер. Асфальтены не являются индивидуальными компонентами, а образуют ассоциативные комбинации, в центре которых локализованы стабильные свободные радикалы;

2) возникновение сольватной оболочки из диамагнетиков является непременным условием существования парамагнитных частиц в растворах. Образование сольватных оболочек ослабляет силы притяжения парамагнитных молекул и препятствует их рекомбинации в результате теплового движения;

3) смолы состоят из диамагнитных молекул, часть которых способна переходить в возбуждённое триплетное состояние или подвергаться гомолизу, поэтому смолы являются потенциальным источником асфальтенов;

4) свойства АСВ определяются не элементарным составом, а, прежде всего, степенью межмолекулярного взаимодействия компонентов.

В таблице 4 приведено содержание асфальтенов, смол и парафинов на Матросовском месторождении.

Таблица 4 – Содержание асфальтенов, смол и парафинов на Матросовском месторождении

Эксплуатационный объект	Асфальтены, %	Смолы, %	Парафины, %
Воробьевский горизонт	1,8	6,2	54,0

Выделяют две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёма фаз;
- состояние поверхности труб.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

*Влияние давления на забое и в стволе скважины.* Когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объём газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это способствует выделению из неё парафинов. Равновесное состояние может нарушаться как в пласте, так и в скважине, и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

При насосном способе эксплуатации давление на приёме насоса может быть меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приёмной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне НКТ выше насоса можно выделить две зоны. Первая – непосредственно над насосом: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. Вероятность отложения в этой зоне минимальна. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, где начинается интенсивное выделение парафина.

В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака равным давлению насыщения выпадение парафина следует ожидать в колонне НКТ.

Как показано на практике, основными промышленными объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промышленных сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъёмных труб скважин.

*Влияние газовыделения.* Лабораторными исследованиями показано, что на интенсивность образования парафиноотложений оказывает влияние процесс выделения газовых пузырьков в потоке смеси. Известно, что газовые пузырьки обладают способностью флотировать взвешенные частицы парафина. При контакте пузырька с поверхностью трубы частицы парафина соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. В дальнейшем процесс отложения парафина нарастает вследствие его гидрофобности. На стенке трубы образуется слой из кристаллов парафина и пузырьков газа. Чем менее газонасыщен этот слой, тем большую плотность он имеет. Поэтому более плотные отложения образуются в нижней части подъёмных труб, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

*Влияние скорости движения газожидкостной смеси.* Интенсивность образования АСПО во многом зависит от скорости течения жидкости. При ламинарном течении формирование АСПО происходит достаточно медленно.

С ростом скорости (при турбулизации потока) интенсивность отложений вначале возрастает. Дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведёт к уменьшению интенсивности отложения АСПО: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем объясняется резкое уменьшение отложений в интервале 0–50 м от устья скважины. При больших скоростях движения поток смеси охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс образования АСП.

*Влияние шероховатости стенок труб.* Состояние поверхности труб влияет на образование отложений. Микронеровности являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания кристаллов парафина к поверхности труб, блокирования их движения между выступами и впадинами поверхности. Когда значение шероховатости поверхности труб соизмеримо с размерами кристаллов парафина либо меньше их, процесс образования отложений затруднён.

*Влияние температуры в пласте и стволе скважины.* Нефть является сложной по химическому составу смесью компонентов, которые в зависимости от строения и внешних условий могут находиться в разных агрегатных состояниях. Снижение температуры вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к образованию центров кристаллизации и росту кристаллов парафина. Характер распределения температуры по стволу скважины существенно влияет на парафинообразование и зависит от:

- интенсивности передачи тепла от движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам (теплопередача зависит от градиента температур жидкости и окружающих скважину пород и теплопроводности кольцевого пространства между подъёмными трубами и эксплуатационной колонной);
- расширения газожидкостной смеси и её охлаждения, вызванного работой газа по подъёму жидкости.

### **Характеристика и анализ эффективности применяемых методов предотвращения и удаления АСПО**

К фонду скважин, осложнённого формированием асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ), относятся скважины, эксплуатирующие девонский горизонт, с обводнённостью продукции менее 99 % при наличии одного или нескольких перечисленных ниже критериев:

- в скважине применяется любой из методов защиты от АСПО (механический, химический, комбинированный и т.д.);
- в течение последних пяти лет выполнен определённый объём подземных ремонтов при причине отложений АСПВ (в НКТ или насосе);
- наличие отложений, выявленных в процессе подъёма ГНО, без осложняющих последствий (должно производиться подтверждение лабораторными исследованиями);
- наличие отложений АСПВ в устьевого арматуре или выкидном нефтепроводе;
- происходит постепенное увеличение максимальной и уменьшение минимальной нагрузок на головку балансира станка-качалки (должно производиться подтверждение промышленными исследованиями) или периодическое «зависание» штанговой колонны.

На Матросовском месторождении применяются следующие методы борьбы с осложнениями АСПО.

#### **1. Механические (применение скребков, установленных на штангах).**

Для категории скважин, в которых зона отложений начинается выше насоса и состав АСПО преимущественно парафинового типа, наиболее дешёвым и технологически эффективным является применение механического метода борьбы с АСПО, заключающегося в применении в составе штанговой колонны в зоне отложений штанг со скребками в сочетании с применением в канатной подвеске привода штанговращателя.

Очистка поверхностей НКТ происходит при возвратно-поступательном и вращательном движении скребка. Промысловая практика показывает, что применение скребков и скребков-центраторов весьма эффективно и этот метод следует считать приоритетным при выборе способов предотвращения осложнений, связанных с АСПО в НКТ и на штанговой колонне. При применении механического метода борьбы с АСПО с использованием скребков-центраторов необходимо учитывать и возможность проявления в определённых условиях некоторых негативных последствий, обусловленных увеличением напряжений в штангах при движении объёмных скребков-центраторов в вязкой среде. Увеличение максимальной и уменьшение минимальной нагрузки приводит к увеличению приведённого напряжения цикла и в ряде случаев может привести к некоторому снижению ресурса работы штанговой колонны в скважинах, продукция которых склонна к образованию стойких, высоковязких эмульсий. В таких скважинах число скребков-центраторов должно быть минимально необходимым.

На Матросовском месторождении применяют 85,7 % наплавленные скребки-центраторы производства НГДУ «ИН», диаметр которых равен 56 мм, и 14,3 % наплавленные скребки-центраторы производства НГДУ «БН» с диаметром 54 мм (рис. 15).

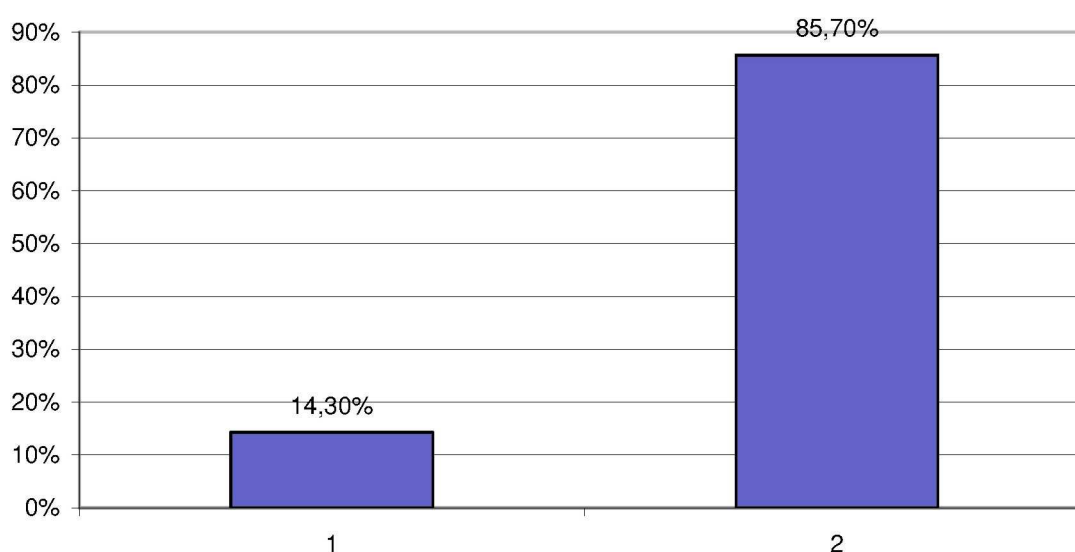


Рисунок 15 – Распределение скребков-центраторов

## 2. Химические (промывки растворителями, применение ингибиторов).

В скважинах, в которых наиболее дешёвые механические методы не достаточно эффективны, в частности, когда в составе АСПО преобладают смолы и асфальтены, зона отложений смещена на приём насоса или начинается непосредственно над насосом и т.д., возникает необходимость в применении более дорогих методов борьбы с АСПО, в том числе химических. На Матросовском месторождении применяются такие растворители, как дистиллят и «МИА-пром».

Моющее действие дистиллята основано на избирательном растворении смолопарафиновой составляющей АСПО, при этом остальные компоненты диспергируются и выносятся на поверхность потоком нефти или промывочной жидкости при промывке.

Необходимость проведения профилактических обработок определяется исходя из защищённости скважины от АСПО, по графику проведения обработок, составленному и утверждённому на год.

На скважинах, оборудованных ШГН, профилактические обработки дистиллятом производят на работающих скважинах с коэффициентом подачи не менее 0,5 при увеличении нагрузки на головку балансира на 25–30 %.

На скважинах, оборудованных УЭЦН, профилактические обработки проводят при снижении дебита на 20–25 % или увеличении нагрузки на электродвигатель на 15 %.

Необходимость проведения обработки дистиллятом эксплуатационных колонн от АСПО при ремонте скважины определяется в процессе первого подъёма глубиннонасосного оборудования по наличию АСПО на наружной поверхности НКТ, при непро-

хождении шаблонов до запланированного интервала эксплуатационной колонны и по решению комиссии в случае отсутствия альтернативного метода очистки. Закачка дистиллята в скважину осуществляется по герметизированной системе.

Перед обработкой скважины дистиллятом необходимо определить наличие циркуляции в скважине закачкой технологической жидкости и при отсутствии обработка скважины не допускается. Для определения наличия циркуляции, продавки и промывки дистиллята и растворённых АСПО использовать технологическую жидкость, обогащённую ПАВ (МЛ-81Б – для слабоминерализованной жидкости, ФЛЭК-ДГ-002 – для сильноминерализованной).

В качестве моющего средства на Матросовском месторождении используется препарат МЛ-81Б, который представляет собой многокомпонентную смесь анионных и неионногенных синтетических ПАВ разного химического строения, взятых в строго определённом весовом соотношении.

К химическим методам борьбы с АСПО относится также применение ингибиторов: СНПХ-7214, СНПХ-7215, СНПХ-7253, СНПХ-7941, СНПХ-7920М с дозировкой 50–200 г на 1 тонну добываемой нефти. Ингибиторы, используемые для предупреждения образования АСПО, являются гидрофилизаторами поверхности оборудования и диспергаторами асфальтенов, смол и парафинов. При постоянной дозировке такого химического реагента в скважину на изначально чистой поверхности оборудования создаётся гидрофильная плёнка, препятствующая формированию на нём отложений. Одновременно такой реагент оказывает диспергирующее действие на твёрдую фазу смолопарафиновых веществ, что способствует беспрепятственному выносу их потоком жидкости. Для предупреждения формирования отложений парафина на поверхности НКТ применяются реагенты-депрессаторы, предотвращающие рост кристаллов и образование структур с плотной упаковкой молекул твёрдых углеводородов. Препятствовать отложениям парафина могут также реагенты-модификаторы, изменяющие кристаллическую структуру парафинов в процессе их фазового перехода. Ингибитор может подаваться в скважину при помощи забойных и устьевых дозаторов, а также периодической закачкой в затрубное пространство.

### 3. *Тепловые.*

К тепловым методам относятся, в первую очередь, тепловые методы, основанные на способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещён непосредственно в зону отложений, или необходимо вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины. На Матросовском месторождении используют технологии с применением горячей нефти или воды.

### 4. *Применение защитных покрытий (полимерные покрытия).*

На Матросовском месторождении применяют полимерное эпоксидное покрытие (ПЭП). Это тонкоплёночное покрытие, его толщина приблизительно составляет 350 мкм.

Применение защитных покрытий эффективно лишь в том случае, если будет полностью изолирован интервал парафинизации. Однако на поздней стадии разработки происходит расширение зоны парафинизации, её смещение вглубь скважины, в призабойную зону и в зону насоса. Следовательно, применение защитных покрытий в качестве превентивной меры может лишь частично решить проблему. Эффективность применения труб с полимерными покрытиями в качестве самостоятельной меры на осложнённых АСПО скважинах с УСШН недостаточна.

К мерам по предотвращению образования АСПО в скважинном оборудовании относятся:

- подбор и установление режима откачки, обеспечивающего оптимальную степень;
- дисперсность водонефтяного потока;
- применение скважинных насосов с увеличенным проходным сечением клапанов;
- снижение динамического уровня в скважине (при этом уменьшается отвод тепла от НКТ, поскольку теплопроводность газа в затрубном пространстве намного ниже, чем жидкости);

- увеличение глубины погружения насоса (увеличивает температуру на приёме насоса);
- применение дозируемой подачи на приём скважинного насоса химических реагентов, подбираемых с учётом состава АСПО, свойств продукции и режимов эксплуатации скважины.

При решении вопроса о целесообразности применения метода предотвращения АСПО с использованием подачи химических реагентов забойными дозаторами необходимо учитывать следующие обстоятельства. Химические реагенты, как правило, дороги, и тенденции к снижению их стоимости не наблюдается. Как показала практика, метод технологически эффективен только при применении новых НКТ. Существующие способы очистки бывших в употреблении НКТ не обеспечивают требуемой степени очистки поверхности труб. Если в составе колонны оказываются трубы, бывшие в употреблении, применение дозаторов не обеспечивает защиты от АСПО и оказывается чисто затратным делом.

Предотвращению отложений парафина и асфальто-смоло-парафиновых веществ в скважинном оборудовании может способствовать повышение температуры продукции скважины в результате её подогрева перед насосом, например, скважинным стационарным электронагревателем. Однако в связи с высокой стоимостью нагревателей и кабеля, а также с учётом того обстоятельства, что в результате потерь тепла в окружающую среду зона повышенной в результате подогрева температуры продукции скважины распространяется не более, чем на 300 м по длине НКТ, – применение метода требует тщательной экономической оценки с учётом конкретных условий.

При выборе способа удаления АСПО необходимо иметь в виду следующее. Инженерно-технологическая служба НГДУ должна планировать и осуществлять мероприятия, направленные на предотвращение и ликвидацию АСПО с учётом конкретных геолого-физических условий, свойств продукции скважины, состава АСПО, особенностей данной стадии разработки месторождения, наличия тех или иных технических средств, химических реагентов и т.д. Интегральными критериями при выборе метода являются экономические критерии, в частности, годовые затраты при использовании данного метода в расчёте на скважину.

### **Анализ эффективности применения растворителя «МИА-пром» на Матросовском месторождении**

Эффективность удаления АСПО определяем динамографированием, оценкой изменений межочистного периода, суточного дебита и динамического уровня скважин. Путём динамографирования оценивают изменение нагрузки на головку балансира. По степени снижения этой нагрузки определяют эффективность проведения обработки. Чем выше межочистный период (МОП), тем выше эффективность обработки.

Динамометрия – это один из основных, надёжных и простых методов контроля работы штанговых насосов, грамотная оценка которой ведёт к предотвращению аварий и, следовательно, нормальной работе насоса. При помощи динамометрирования решаются две задачи: во-первых, определяются отдельные параметры пласта и скважины и проверяется режим работы насосной установки (дебит скважины, коэффициент продуктивности, коэффициент наполнения и подачи насоса, давление на приёме насоса, величина деформации труб и штанг, плотность жидкости в НКТ и затрубном пространстве); во-вторых, проверяется исправность работы штангового насоса и выявляются механические неисправности.

Динамометрирование осуществляется с помощью различных типов динамографов, подразделяющихся по принципу действия преобразующего устройства на гидравлические (ИКГН-1, ГДМ-3) и электронные («Эхометр», «Микон», «Квантор», «Сиддос»).

Измерение нагрузок на устьевом штоке возможно двумя способами:

1) для количественного динамометрического анализа необходимы данные высокой степени точности, которые можно получить с помощью стационарного калиброванного датчика, измеряющего механическое напряжение; он устанавливается между траверсами канатной подвески исследуемой скважины;

2) для получения качественной информации, позволяющей судить об эффективности работы насоса и выявлять (диагностировать) некоторые неисправности под-

земного оборудования, используется С-образный облегченный датчик-струбцина, прикрепляемый при помощи зажима непосредственно к устьевому штоку. Такой датчик называется накладным. Принцип действия накладного датчика основан на замере изменения диаметра устьевого штока при изменении нагрузки.

Снятие динамограмм проводится не реже одного раза месяц.

Ниже приведены динамограммы до и после заливки «МИА-пром» на Матросовском месторождении (табл. 5).

Таблица 5 – Результаты дебита и нагрузок до и после заливки растворителя «МИА-пром»

№ скважины	До заливки			После заливки		
	Q, м <sup>3</sup> /сут.	$P_{max}$	$P_{min}$	Q, м <sup>3</sup> /сут.	$P_{max}$	$P_{min}$
7160	20,1	767,69	–	18,5	3908,2	1706,7
7148	20,9	1658,3	–	18,61	3718,8	–
7234	21,9	660,79	–	19	2201,3	–
164	6,36	3737,9	2125,4	17,5	4575	1919,8
7314	10,1	3404,5	2079,5	8,49	3643,1	1846,9
7258	24,8	5370,2	740,93	21,8	5052,2	1785,4
192	2,94	3725,5	2691,3	2,4	3992,2	2587,7
7233	29,7	5370,2	740,93	24,9	5173,7	1398,8
7251	11,8	1543,9	–	17,7	3647,9	1449,9
7161	21	5091,7	1158	18,6	4950	1953,5

Из таблицы 5 видно, что заливка растворителя «МИА-пром» дала положительный результат в 5 скважинах из 10:

- в скважине № 164 наблюдается увеличение дебита и уменьшение максимальных нагрузок;
- в скважинах №№ 7258 и 7251 наблюдается уменьшение максимальных нагрузок и увеличение минимальных;
- в скважине № 7251 наблюдается увеличение дебита;
- в остальных скважинах наблюдается увеличение максимальных и минимальных нагрузок.

Это связано с тем, что динамограф «Микон» не фиксирует увеличение нагрузки из-за налипания АСПО на штанги, т.е. не учитываются отложения на этих штангах. Прибор регистрирует изменение нагрузки только за счёт увеличения гидродинамического сопротивления.

### Выводы и рекомендации

Наиболее интенсивно образование АСПО происходит на стенках глубинно-насосного оборудования.

Существуют разные методы борьбы с АСПО. Наиболее дешёвым и технологически эффективным является применение механического метода борьбы с АСПО, заключающегося в применении в составе штанговой колонны в зоне отложений штанг со скребками в сочетании с применением в канатной подвеске привода штанговращателя. Промысловая практика показывает, что применение скребков и скребков-центраторов весьма эффективно, и этот метод следует считать приоритетным при выборе способов предотвращения осложнений, связанных с АСПО в НКТ и на штанговой колонне.

Применение скребков-центраторов основано на использовании таких физических свойств парафиноотложений, как низкая механическая прочность и хрупкость. Эти свойства парафиноотложений оказались изученными раньше других, и механические способы, основанные на их использовании, исторически приобрели наиболее широкое применение на практике.

Основной недостаток химических методов – большие затраты на реализацию технологий.



Главным недостатком тепловых методов является малая зона прогрева вследствие потерь тепла в окружающую среду, что делает неэффективными эти методы как самостоятельные на поздней стадии разработки месторождений в условиях значительного расширения по глубине интервала отложений.

### Литература:

1. Геологический отчёт НГДУ «Бавлынефть» за 1995–1998 гг.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
3. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р. и др. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа : Монография, 2003. – 302 с.
4. Доломатов М.Ю., Телин А.Г. и др. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальто-смолистых веществ : отчёт центрального научно-исследовательского института ЦНИИТЭнефтехим, 1990. – 35 с.
5. Заключение по АСПО НГДУ «Бавлынефть» за 2006–2007 гг.
6. РД 153-39.1-252-02: Руководство по эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов в ОАО «Татнефть».
7. Инструкция 153-39.1-05 по обработке скважин дистиллятом. – Бугульма : ООО «ТатНИПИнефть».
8. Методы борьбы с АСПО. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bc69a5c43b88421316d26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bc69a5c43b88421316d26_0.html)
9. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
10. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
13. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1–4.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
16. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

### References:

1. The geological report of NGDU Bavlyneft for 1995–1998.
2. Persiyantsev M.N. Oil production in the complicated conditions. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000. – 653 p.
3. Ibragimov N.G., Hafizes A.R., Shaydakov V.V., Haydarov F.R., etc. Complications in oil production. – Ufa : Monograph, 2003. – 302 p.
4. Dolomatov M.Yu., Telin A.G., etc. Physical and chemical bases of the directed selection of solvents of asphaltic substances : report of the central scientific and research institute Tsniiteneftekh, 1990. – 35 p.
5. The conclusion on ASPO NGDU «Bavlyneft» for 2006–2007.
6. RD 153-39.1-252-02: The operation manual on wells installations borehole the shtangovykh of pumps in JSC Tatneft.
7. The instruction 153-39.1-05 on processing of wells distillate. – Bugulma : LLC Tat-Nipineft.

8. Methods of fight against ASPO. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bc69a5c43b88421316d26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bc69a5c43b88421316d26_0.html)
9. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 1. – 348 p.
10. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012-2015. – T. 1–4.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.
16. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.