



УДК 25.00.17

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

THE USE OF HEATING CABLE LINES TO REDUCE FORMATION OF ASPHALT-PARAFFIN-RESIN DEPOSITS

Новокшонов Дмитрий Николаевичмагистрант,
Удмуртский государственный университет**Павлов Роман Владимирович**магистрант,
Удмуртский государственный университет**Иванова Татьяна Николаевна**доктор технических наук, доцент,
Удмуртский государственный университет
rsg078829@mail.ru

Аннотация. В зависимости от геолого-физикотехнологических условий и состава добываемых флюидов процесс эксплуатации добывающих скважин осложнен образованием асфальтеносмолопарафиновых отложений АСПО на поверхностях скважинного оборудования. В работе выполнен анализ методов предупреждения образования асфальтеносмолопарафиновых отложений в нефтедобывающих скважинах; проведен сбор и обработку данных измерений толщины образующихся на скважинном оборудовании АСПО при эксплуатации добывающих скважин; определена глубина начала интенсивной парафинизации в нефтедобывающих скважинах; предложены технические средства и технологий предупреждения образования и удаления АСПО в скважинах, направленных на снижение количества подземных ремонтов и промывок добывающих скважин. Предложена технология предупреждения АСПО за счет поддержания температуры потока нефти с использованием нагревательного кабеля. Применение данной технологии позволило вывести скважины из часто ремонтируемого фонда с сокращением отказов по причине АСПО, снизить количество текущих ремонтов скважин в 3 раза, повысить наработку на отказ.

Ключевые слова: асфальтеносмолопарафиновые отложения, установки штангового глубинного насоса, нагревательные линии, скважина, отложения парафина, отказы оборудования, механические примеси.

Novokshonov Dmitrij Nikolaevich
Master Student,
Udmurt State University**Pavlov Roman Vladimirovich**
Master Student,
Udmurt State University**Ivanova Tat'yana Nikolaevna**
Doctor of Engineering,
Associate professor,
Udmurt State University
rsg078829@mail.ru

Annotation. According to geological, physical and technological conditions as well as the composition of produced fluids, the process of exploitation of producing wells is complicated by formation of asphalt-paraffin-resin deposits APRD on surfaces of well equipment. Methods of prevention of producing wells from asphalt-paraffin-resin deposits were analyzed; the data of measuring of thickness of APRD, formed on well equipment during well exploitation were collected and treated; the depth of the beginning of intensified paraffin formation in producing wells was determined; technical means and technologies for APRD prevention and their removal were proposed to decrease the number of workovers and flushings of producing wells. The technology of APRD prevention by maintenance of temperature of oil flow using heating cable was suggested. Implementation of this technology allowed the wells to be brought out from well stock subject to frequent workover with drop in failures caused by APRD. In addition, by using this technology well servicing was decreased by 3 times while mean time between failures was increased.

Keywords: asphalt-paraffin-resin deposits, sucker-rod pumping units, heating lines, well, paraffin deposits, equipment failures, mechanical impurities.

При добыче нефти давление и температура в добывающих скважинах снижаются, выделяется газ, поток флюидов охлаждается, это приводит к уменьшению растворяющей способности нефти и выпадению АСПО в штанговом глубинном насосе и в насосно-компрессорных трубах (НКТ). На образование отложений АСПО большое влияние оказывают [1–4]:

– Снижение давления на забое скважины ниже давления насыщения нефти. В результате этого нарушается гидродинамическое равновесие газожидкостной системы.

– Интенсивное выделение газа из нефти.

– Уменьшение температуры в пласте и стволе скважины.

– Изменение скорости движения газожидкостной смеси.

– Состояние поверхности насосно-компрессорных труб и насосных штанг.



- Соотношение объема фаз нефть – вода.
- Состав углеводородов в каждой фазе смеси.

Образование парафиновых отложений в скважинах происходит при снижении давления, температуры и разгазирования нефти. При забойном давлении больше давления насыщения в стволе скважины от забоя до области, где давление становится равным давлению насыщения, сохраняется равновесное состояние системы и происходит движение только жидкости. Далее равновесие нарушается, увеличивается объем газовой фазы, жидкая фаза становится нестабильной и приводит к выделению из нее парафина. Поэтому место выделения парафина может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины. Если забойное давление меньше давления насыщения, то происходит нарушение равновесного состояния в пласте и выпадение парафина, как в пласте, так и в стволе скважины, начиная от забоя. Парафинообразование усиливается при снижении забойного давления и температуры до критических значений.

Способствуют выделившемуся из нефти парафину образовывать отложения или пробки в скважинах:

- адсорбционные процессы, происходящие на границе металл – парафин – смолистые вещества;
- продукты разрушения пласта, механические примеси;
- шероховатость поверхности;
- скорость движения и структура потока газожидкостной смеси;
- электрокинетические явления, вызывающие электризацию, как поверхности стенки трубы, так и поверхности кристаллов парафина, усиливающие адгезию парафина к металлу.

Отложение парафина на внутренней поверхности стенки колонны НКТ начинается на глубине, на которой температура в скважине соответствует температуре начала кристаллизации парафина. Накопление АСПО в проточной части насосно-компрессорных труб приводит к снижению производительности насосных установок, сокращению межремонтного периода работы скважин. Толщина отложений АСПО постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50–200 м от устья, затем уменьшается до 1–2 мм в области устья. При максимальной вязкости жидкости (обводненностью до 75 %) наблюдается снижение интенсивности отложений парафина, уменьшается и количество горячих обработок.

Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) ведется по двум основным направлениям: предупреждение образования АСПО и удаление отложений асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ).

Применение специальных нагревательных кабельных линий с целью предотвращения отложений АСПО позволит увеличить МОП скважины, снизить количество отказов глубинно-насосного оборудования ГНО, возникающих вследствие отложений АСПО.

Для скважин, оснащенных штанговым глубинным насосом (ШГН), нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, проложенного только снаружи НКТ (рис. 1), так как внутри НКТ находится штанга.

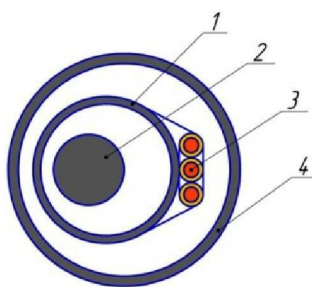


Рисунок 1 – Расположение нагревательного кабеля в скважине для прогрева текучей среды в скважине:
1 – насосно-компрессорная труба, 2 – насосные штанги, 3 – нагревательный кабель, 4 – обсадная колонна

Тип кабеля, диаметр сечения и материал токопроводящих жил определяются тепловым расчетом и зависят, от режима работы скважины, вязкости добываемого флюида, интервала и интенсивности отложений АСПО.

Нагревательный кабель монтируется на наружную стенку колонны НКТ с помощью стальных поясов крепления кабеля и протекторов-центраторов.

Прирост нагреваемой пластовой жидкости ΔT на устье скважины определяется по формуле:

$$\Delta T = \frac{7,5 \times P}{Q}, \text{ } ^\circ\text{C}, \tag{1}$$

где P – мощность НКЛ, кВт; Q – дебит скважины, т/сут.



В установке используется кабель типа КНМПпБП-120 – кабель с жилами из стальных и медных проволок, изолированных друг от друга полипропиленовой изоляцией, бронированный стальной оцинкованной лентой, плоский, с длительно допустимой температурой нагрева жил 120 °С.

Глубина спуска нагревательного кабеля зависит от глубины начала интенсивного парафинообразования, толщины отложений. Для нефтей верейского – башкирского горизонта глубина отложений парафина достигает глубины от 200 до 1300 м. Максимальная толщина отложений находится в интервале от 200 до 300 м. Температура плавления парафина на верейско-башкирском объекте составляет 51,4 °С. Пластовая температура составляет 24 °С. Для компенсации тепловых потерь при подъеме пластовой жидкости и обеспечения температуры растепления отложений АСПО необходимо 27 °С.

Тогда мощность, необходимая для поддержания температуры выше точки начала кристаллизации парафина, на примере скважины № 1, составит:

$$P = \frac{Q \cdot \Delta T}{7,5} = \frac{13,5 \cdot 15}{7,5} = 27, \text{ кВт/ч.} \tag{2}$$

В таблице 1 представлены расчеты для скважин в зависимости от дебита, разницы температуры плавления парафина и пластовой температуры, и мощности нагрева кабельной линии для верейского – башкирского горизонта.

Таблица 1 – Мощность нагревательной кабельной линии НКЛ для скважин

№ скв	Qж, м ³ /сут	ΔT, °С	P, кВт/ч
1	13,5	15	27
2	12,5	16,2	27
3	7,8	26	27
4	16,7	12	27
5	12	17	27
6	9	23	27
7	14,1	14,4	27
8	15,2	13,5	27
9	19	10,8	27
10	19,2	10,5	27

Интервал отложений АСПО варьируется от глубины на отметке 1000 м до устья скважины. Дебит скважины по жидкости до внедрения нагревательного кабеля составлял 25 м³/сут. После применения нагревательного кабеля снизилось количество промывок горячей нефтью скважин более чем в 3 раза (рис. 1).

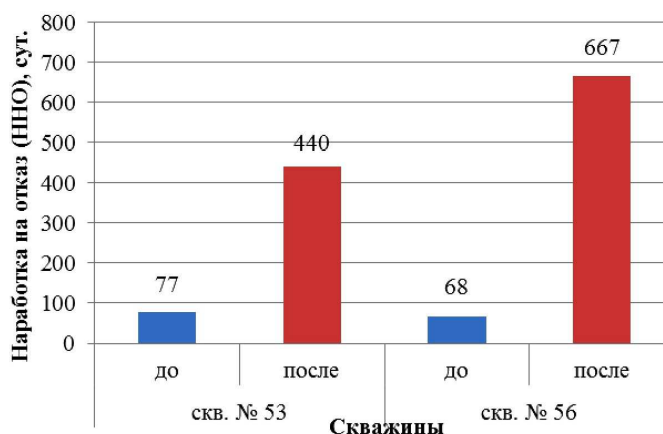


Рисунок 1 – Повышение ННО скважин

Благодаря этому удалось вывести скважины из ЧРФ с сокращением отказов по причине АСПО и снизить количество ТРС в 3 раза. Так же удалось добиться повышения наработки на отказ (ННО). Произошло увеличение межремонтного периода работы скважины с 36 до 873 суток. До применения



нагревательного кабеля была необходимость проводить депарафинизацию глубиннонасосного оборудования, используя обработку горячей нефтью, каждые 30 суток. После внедрения данного оборудования обработки по депарафинизации скважины не требовалось. Результаты опытно-промышленных испытаний представлены на рисунке 2.

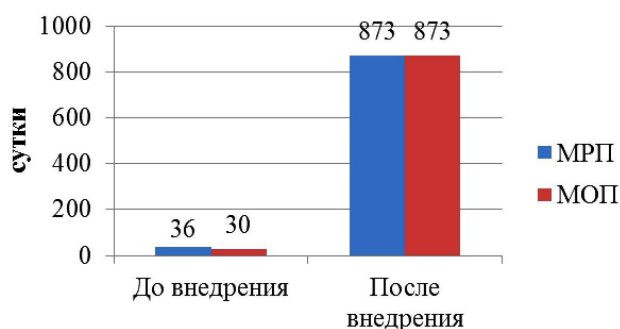


Рисунок 2 – Результаты опытно-промышленных испытаний нагревательного кабеля на скважинах месторождений Удмуртии

Несмотря на существующие энергозатраты, данные установки окупаются благодаря снижению затрат на предупреждение и борьбу с АСПО, ТРС и дополнительно добытой нефти за счет увеличения МРП скважин. Количество ТРС по причине АСПО после внедрения нагревательных кабельных линий снизилось в 35–40 раз. Применение данной технологии позволило полностью отказаться от депарафинизации глубиннонасосного оборудования путем обработки скважин горячей нефтью.

Литература:

1. Иванова Т.Н., Емельянов Е.О., Новокшенов Д.Н., Вдовина Е.Ю. Исследование работоспособности насоса и выявление причин выхода его из строя // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2016. – № 5/2016. – С. 33–34.
2. Новокшенов Д.Н., Баранов М.Н., Иванова Т.Н. Повышение надежности колонны насосных штанг в наклонно направленных и горизонтальных скважинах : Интеллектуальные системы в производстве. – Ижевск : Издательство: Ижевский государственный технический университет им. М.Т. Калашникова, 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 110–113.
3. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск : Парацельс Принт, 2015. – 353 с.
4. Расчет межремонтного периода работы скважин. Расчет наработки на отказ. Расчет средней наработки установок до отказа : Рекомендации / Экспертный совет по механизированной добыче нефти. – М., 2015.

References:

1. Ivanova T.N., Yemelyanov E.O., Novokshonov D.N., Vdovina E.Yu. Research of operability of the pump and identification of the reasons of his exit out of operation // Chemical and oil and gas mechanical engineering. – 2016. – No. 5/2016. – P. 33–34.
2. Novokshonov D.N., Baranov M.N., Ivanov T.N. Increase in reliability of a column of pump bars in obliquely the directed and horizontal wells : Intellectual systems in production. – Izhevsk : Publishing house: Izhevsk state technical university of M.T. Kalashnikov, 2017. – Т. 15. – No. 1. – P. 110–113.
3. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. Operation of oil fields in the complicated conditions. – Izhevsk : Paracelsus Print, 2015. – 353 p.
4. Calculation of the between-repairs period of work of wells. Calculation of a time between failures. Calculation of an average operating time of installations to the full : Recommendations / Advisory council on the mechanized oil production. – М, 2015.