

7

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ И УДАЛЕНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛО- ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ПОВЕРХНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ



7.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АСПО

Под парафиновыми соединениями, выделяющимися из нефти в скважинах в процессе добычи нефти, понимают сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входит целая гамма веществ.

В первую очередь это – собственно парафины, представляющие собой углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$, а также асфальтосмолистые соединения, силикагелевые смолы, масла, вода, механические примеси.

Содержание отдельных компонентов в парафинистой массе различно и зависит от условий формирования нефтяной залежи и характеристики нефти.

Общепринятая по ГОСТ 912–66 технологическая классификация делит нефти по содержанию парафина на следующие виды:

- малопарафиновые менее 1,5 % (по массе);
- парафиновые от 1,5 до 6 % (по массе);
- высокопарафиновые более 6,0 % (по массе).

При этом следует сказать, что наличие парафина независимо от его количества в нефти ставит перед производственниками много технологических и технических задач, связанных с ликвидацией осложнений, вызываемых им.

Парафины в нефти в пластовых условиях находятся в растворенном состоянии. Нефти одного и того же района содержат тем меньше парафина, чем больше в них смолистых веществ. Содержание парафина в нефтях одного и того же месторождения возрастает с глубиной залегания. Температура плавления твердых парафиновых углеводородов тем выше, чем больше их молекулярная масса. Плотность парафинов в твердом состоянии колеблется от 865 до 940 кг/м³, а в расплавленном – от 777 до 790 кг/м³. Растворимость парафина в органических

жидкостях велика, падает с увеличением молярной массы и растет с повышением температуры.

В химическом отношении парафины различаются стойкостью по отношению к разным химическим реагентам. Серная кислота не действует на парафин не только при низких температурах, но и при высоких. Обычные азотная и соляная кислоты, а также щелочи инертны в отношении парафина.

Парафин легко окисляется воздухом.

Высокомолекулярные парафины от $C_{37}H_{74}$ до $C_{53}H_{108}$, называемые церезинами, отличаются по своим свойствам от обычных парафинов – имеют более высокую температуру кипения, а также обладают большими молекулярными массами и плотностью.

В состав смолистых веществ входят азот, сера и кислород. Они обладают высокой молярной массой, нелетучи, имеют большую неоднородность. По классификации некоторых ученых к группе смолистых соединений отнесены асфальтены.

В связи с испарением и окислением нефти увеличивается содержание смолистых веществ в ней. Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами. Нефти обводненных скважин оказываются более смолистыми даже в пределах одного и того же месторождения.

Так, например, среднее содержание (% по массе) асфальтенов в безводных туймазинских нефтях составляет 4,4–8,0, в обводненных – 7,8–8,3.

Содержание смолистых веществ и парафина связано обратным соотношением.

В нефти содержится небольшое количество асфальтенов (2–5 %). Плотность их колеблется в пределах 1000 кг/м^3 , они хорошо растворяются в бензоле, но нерастворимы в спирте и бензине. Таким образом, состав АСПО зависит от состава нефти и термодинамических условий их образования. В табл. 7.1 приведен состав парафиновых отложений в скважинах Бобровского и Покровского месторождений.

Основными компонентами отложений являются парафины, содержание которых изменяется от 20 до 70 % (по массе), и асфальтосмолистые соединения – от 20 до 40 % (по массе). Температура застывания парафинов на 3–10 °С выше температуры застывания отложений и составляет 66–75 °С.

7.2. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО

Таблица 7.1

Примерный состав АСПО в скважинах Бобровского и Покровского месторождений

Месторождение	Продуктивный пласт	Номер скважины	Место отбора пробы	Температура застывания отложений, °С	Содержание, %		Температура кристаллизации парафинов, °С
					асфальтосмолистые	парафины	
Бобровское	O ₂	68	Выкидная линия	63	27,4	51,7	66
	O ₂	406	НКТ	68	24,3	37,8	74
	O ₂	406	Выкидная линия	67	27,0	42,0	75
	O ₁ +O ₂	326	С глубины 50 м	61	18,0	38,3	67
	A ₄	78	Выкидная линия	60	29,2	69,5	66
Покровское	A ₄ , O ₂	206	То же	66	27,0	24,0	72
	A ₄	709	Выкидная линия	61	29,5	33,3	70
	A ₄	652	То же	63	–	40,1	74
	A ₃	610	"	60	37	48,8	67
	A ₃	609	"	66	21	22,6	76
	B ₂	276	"	72	22	56,2	75

Существует значительное количество научных исследований, посвященных механизму формирования парафиновых отложений в скважинах. Наиболее крупными из них, оказавшими влияние на практическое решение проблем борьбы с парафинообразованием, явились работы П.П. Галонского, С.Ф. Люшина, Н.Н. Репина, В.А. Рассказова, В.П. Тронова.

Исследования ученых и практиков позволили к настоящему времени выделить следующие факторы, влияющие на парафинообразование [43, 95, 158]:

снижение давления в области забоя 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 ее компонентов;

состав углеводородов в каждой фазе смеси;

соотношение объемов фаз.

В скважине перечисленные факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Исследователями установлены некоторые закономерности образования парафиновых отложений в скважинах при следующих условиях.

Забойное давление 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, что приводит к выделению из нее парафина.

Таким образом, место выделения парафина может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины.

Забойное давление меньше давления насыщения. При этом условии нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в стволе скважины, начиная от забоя. Парафинообразование усиливается при снижении забойного давления и температуры до критических значений.

Динамика давления в подъемных трубах и ее влияние на выпадение парафина. При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса $p_{пр}$ меньше, чем давление насыщения нефти газом $p_{нас}$. Это может привести к выпадению парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В подъемной колонне образуются две зоны. Первая – выкидная часть насоса: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. В этом интервале движется жидкость. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина.

Итак, основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются: снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти.

В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака насосно-компрессорных труб равным давлению насыщения, выпадение парафина следует ожидать в подъемном лифте.

Однако возникают режимы, когда с целью интенсификации притока забойное давление снижают до значений, равных или меньших $p_{нас}$, и тогда вероятность газоотделения и выпадения парафина высока в любом интервале ствола скважины, а также в насосно-компрессорных трубах.

Поскольку для нормального процесса нефтеотдачи проблему представляет не сам факт выпадения парафина из нефти, а его накопление на элементах оборудования и труб, то следует рассмотреть некоторые условия образования и накопления парафиновых отложений до критических значений.

К настоящему времени исследователями отмечены следующие факторы, способствующие выделившемуся из нефти парафину образовывать отложения или пробки в скважинах:

адсорбционные процессы, происходящие на границе твердое тело (металл) – парафин и заключающиеся в природных свойствах парафиновых отложений, в состав которых входят смолистые вещества;

наличие на поверхностях отложений продуктов разрушения пласта, механических примесей, привнесенных с поверхности при технологических операциях, продуктов коррозии металлов и т.д.;

шероховатость поверхности, являющейся основой для "зацепления" кристаллов парафина, вокруг которых начинают расти агрегаты отложений;

скорость движения газожидкостной смеси, которая может обеспечить осаждение кристаллов на поверхности твердых тел или, наоборот, их отрыв от поверхности, а также вынос на устье скважины;

электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенки трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу;

структура потока, оказывающая влияние на отложения парафина: установлено, что наибольшие отложения возникают при четочном режиме, когда газ является дисперсной фазой.

Практика добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, подъемные колонны в скважинах, выкидные линии от

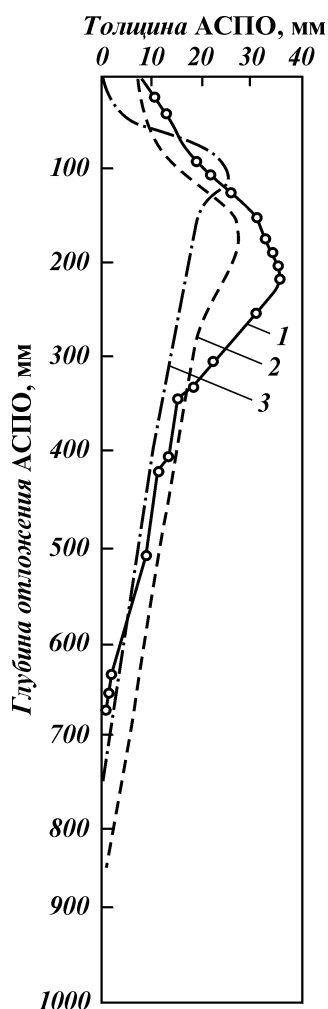


Рис. 7.1. Динамика образования АСПО по длине подъемника различных диаметров, мм:

1 – 89; 2 – 73; 3 – 62 мм

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 характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах различного диаметра примерно одинаков.

Толщина отложений 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 (рис. 7.1).

Таблица 7.2

Условия образования АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования

Условия образования АСПО	Подъемные трубы диаметром, мм			Выкидные линии		Резер- вуары
				Расстояние от штуцера, м		
	62	73	89	1,5	4,0	
Термодинамические условия в подъемных трубах при нормаль- ной работе скважины на глубине начала отложений парафина:						
давление, МПа	3,6	4,4	3,8			
температура, °С	20	24	24,5			
То же, на глубине отложения твердого парафина:						
давление, МПа	2,6	2,6	2,5			
температура, °С	18	18	17			
Время полного запарафирования, ч	76	118,5	142			
Температура плавления парафина, °С, на глубине, м:						
0	68	—	68	65	62,5	53,8
200	72	73	69			
400	75	74	74			
600	77	75	75			
Содержание парафина в парафи- новой массе, %, на глубинах, м:						
0	58	—	61	43	39,4	30,4
200	43,6	43,6	48			
400	41,5	46	41			
600	34	—	34			
Содержание асфальтенов, %	—	2,08	—	2,2	2,9	1,48
Содержание смол, %	—	7,18	—	7,5	7,4	—
Плотность при 20 °С, кг/м³	—	917	—	—	—	930

Анализ отложений в подъемных трубах скважин и выкидных линиях и резервуарах приведен в табл. 7.2.

Установлено, что:

содержание парафина в массе отложений возрастает снизу вверх, достигая максимума у устья скважины; оставшийся объем включает в себя нефть, смолистые вещества, воду, мехпримеси;

температура плавления парафина уменьшается снизу вверх, т.е. в нижней части подъемника выпадают более тугоплавкие кристаллы;

за период полного запарафирования труб отложения парафина составляют 0,5–1,0 % (по массе) к количеству добытой нефти и 6–15 % (по массе) к накопившемуся в нефти парафину;

в девонских фонтанных скважинах отложение твердого парафина происходит при давлении 3,5–4,0 МПа и температуре 20–24 °С, а начало интенсивного парафинообразования приурочено к области с давлением 2,5–2,6 МПа и температуре 17–18 °С;

гидрофильный характер поверхности ведет к уменьшению интенсивности прилипания парафина. На смачиваемость поверхности влияет степень дисперсности воды в нефти. С увеличением дисперсности эмульсий смачиваемость поверхности ухудшается;

свойства самих парафинов оказывают влияние на интенсивность отложений. Так, чем больше тугоплавкость парафина, тем больше сцепляемость кристаллов друг с другом и способность их к прилипанию.

Указанные факторы взаимодействуют между собой в скважине, ослабляя, а в большинстве случаев усиливая процессы выделения парафина из смеси и их отложения на трубах и оборудовании.

По мнению большинства ученых, определяющим фактором, влияющим на парафинообразование, является снижение температуры по стволу эксплуатационной скважины.

Характер распределения температуры по длине скважины зависит от:

передачи тепла от движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам;

расширения газожидкостной смеси.

Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород на определенной глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между подъемными трубами и эксплуатационной колонной.

Таблица 7.3

Результаты исследований условий образования АСПО

Глубина, м	Давление, МПа	Общий градиент температуры, °С/100 м	Градиент температуры, вызванный расширением газонефтяной смеси, °С/100 м
1400	11,5	1,5	0,14
900	7,5	1,9	0,17
600	5,0	2,1	0,34
200	2,3	1,8	0,55

Если кольцевое пространство заполнено газом, то теплоотдача составляет меньшее значение по сравнению с жидкостным заполнением.

При давлении в стволе скважины выше давления насыщения весь газ находится в растворенном состоянии, и охлаждение в этом случае вызывается отдачей тепла в окружающую среду.

Охлаждение газонефтяной смеси, вызванное расширением газа и его работой по подъему жидкости, в несколько раз меньше, чем охлаждение за счет теплоотдачи окружающим породам.

Это подтверждается результатами исследований, представленными в табл. 7.3.

Отсюда следует, что температура по стволу скважины определяется главным образом условиями теплоотдачи, а значит, и дебитом скважины.

Надо иметь в виду, что изложенные рассуждения относятся к интервалу ствола скважины, где давление выше 2,0 МПа. Здесь происходит выделение сухого газа (метана). По мере увеличения давления растет коэффициент растворимости газа и одновременно возрастает количество теплоты, затрачиваемой на испарение выделяющихся из нефти газов, содержащих большое количество этана и пропана.

Расчеты показывают, что выделение газа при давлении ниже 1,0 МПа связано с более сильным охлаждением, а выделение тяжелого газа при низких давлениях способствует большему уменьшению растворимости парафина в нефти, чем выделение сухого газа.

Как показали лабораторные исследования в б. УфНИИ, на интенсивность выделения отложений парафина оказывает влияние процесс выделения и поведения газовых пузырьков в потоке смеси.

Установлено, что газовые пузырьки обладают способностью флотировать взвешенные частицы парафина.

Механизм этого процесса описывается так.

При отрыве пузырька от твердой поверхности вначале основание пузырька сокращается очень медленно, а затем все быстрее. После некоторого промежутка времени отрыв осуществляется скачком (рис. 7.2, точка *a*).

В момент отрыва создается перепад давления между объемной фазой и зоной, находящейся под пузырьком, в результате которого часть кристаллов парафина сносится к поверхности, граничащей со стенкой трубы: они соприкасаются со стенкой и откладываются на ней.

В дальнейшем процесс отложений progressively нарастает, так как парафин обладает гидрофобной поверхностью. 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 подъемных труб, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

Рис. 7.2. График, иллюстрирующий характер отрыва газового пузырька от поверхности трубы

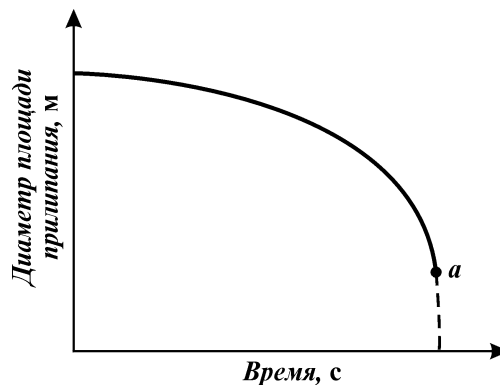
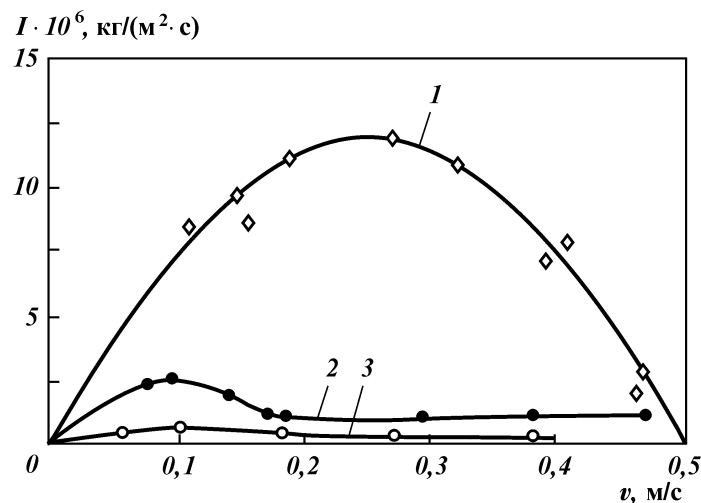


Рис. 7.3. Интенсивность отложения I АСПО в зависимости от скорости движения нефти v и вида покрытия:
 1 — сталь; 2 — эпоксидная смола; 3 — стекло



Влияние скорости движения газонефтяной смеси на отложения АСПО. Исследования позволили установить связь между скоростью движения газожидкостной смеси в подъемных трубах и интенсивностью отложений (рис. 7.3).

С ростом скорости интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы.

Дальнейший рост скорости ведет к уменьшению интенсивности отложений: 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 и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0–50 м от устья (см. рис. 7.3). Это подтверждается и практикой эксплуатации высокодебитных скважин, в которых величина отложений и интенсивность их образования значительно меньше, чем в малодебитных и особенно в периодически работающих скважинах. В последних при остановке нефть в подъемных трубах стекает вниз, а кристаллы парафина, ранее присутствовавшие в ней во взвешенном состоянии, оседают на отложившемся парафине, увеличивая толщину слоя.

Кроме того, при больших скоростях движения поток охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс парафинообразования.

Влияние шероховатости стенок труб на отложения АСПО. В.А. Рассказов, В.Я. Миронов и другие исследователи показали влияние шероховатости труб на интенсивность отложений АСПО (рис. 7.4). Выступы на поверхности труб являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания к поверхности труб, застревания между выступами и впадинами поверхности.

Практика эксплуатации НКТ с покрытиями из различных материалов подтвердила результаты теоретических исследований [83].

Влияние физико-химического состава нефти на процесс парафинообразования. Результаты исследований, проведенных в 60-х годах, касающихся оценки влияния состава нефти на интенсивность образования отложений показали:

при добавке асфальтенов в 5%-ный раствор парафина в керосине парафин образует точечную структуру, т.е. кристаллы парафина не соединяются между собой и не образуют сплошную решетку. Это объясняется адсорбцией асфальтенов на кристаллах парафина и созданием слоя, препятствующего развитию ленточной структуры;

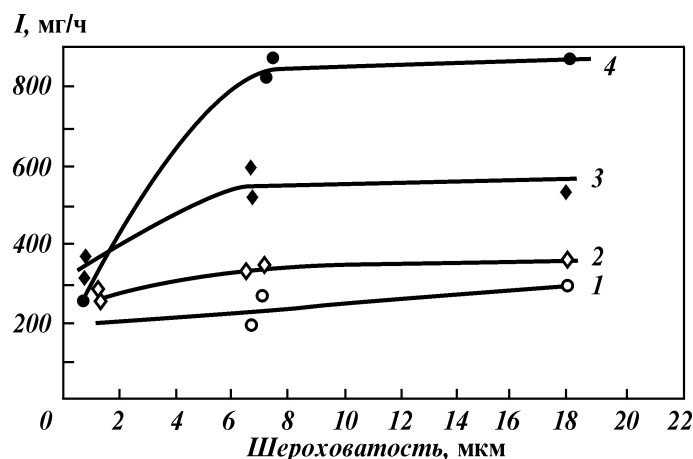


Рис. 7.4. Изменение интенсивности отложений парафина на поверхности образцов I различной шероховатости при дебитах скважины, т/сут:
1 – 23; 2 – 42; 3 – 61; 4 – 76

при добавке смол, наоборот, создаются условия для образования агрегатов кристаллов и их прилипания к поверхности;

в условиях скважины за счет активных компонентов нефтекислот и асфальтосмолистых веществ поверхность труб становится гидрофильной, а значит, ухудшаются адгезионные свойства парафина;

зависимость температуры кристаллизации парафина от соотношения концентраций асфальтосмолистых веществ и парафина носит линейный характер;

с увеличением количественного соотношения асфальтены – смолы к парафину температура начала кристаллизации снижается, а значит, и уменьшается глубина начала отложений парафина в подъемных трубах.

Заслуживает подробного рассмотрения вопрос о влиянии отдельных факторов на интенсивность образования АСПО.

Анализ состава нефтей и АСПО на поверхности НКТ ряда месторождений показал, что в составе АСПО содержание асфальтенов намного больше, чем в нефти. Это указывает на активное действие ассоциатов асфальтенов на процесс кристаллизации парафинов. Установлено, что здесь смолы участвуют как депрессаторы объемного действия, а асфальтены – в качестве присадок поверхностного действия.

В.П. Тронов [158] отметил ряд факторов, влияющих на слипаемость частиц с поверхностями, среди которых: природа взаимодействующих частиц и поверхности, размер и форма частиц, природа среды, из которой уходит частица, присутствие в растворе ПАВ и адсорбционные процессы, протекающие на поверхности раздела фаз, время контакта, температура среды.

Сила прилипания N описывается формулой Б.В. Дерягина [109]

$$N = -\frac{2\pi}{\sqrt{\epsilon\epsilon'}} f_0, \quad (7.1)$$

где ϵ , ϵ' – кривизна соприкасающихся поверхностей; f_0 – результирующая сила поверхностного натяжения

$$f_0 = \sigma_{12} - \sigma_{13} - \sigma_{23}, \quad (7.2)$$

где σ_{12} – поверхностное натяжение на границе раздела контактирующих частицы и поверхности; σ_{13} , σ_{23} – поверхностное натяжение на границах раздела соответственно частицы и поверхности с окружающей средой.

При взаимодействии сферы и плоскости

$$N = 2\pi r f_0, \quad (7.3)$$

где r – радиус сферической частицы.

Известно, что нефти имеют в своем составе поверхностно-активные вещества, природа которых различна. К ПАВ относятся нафтеновые кислоты, смолы и асфальтены. Именно они, контактируя с поверхностью труб, модифицируют ее, создавая первый адсорбционный слой, определяющий в дальнейшем процесс парафинообразования.

Кроме того, отмечено влияние природных ПАВ на температуру насыщения парафином нефти. Так, при массовой концентрации асфальтенов до 0,5 % температура насыщения раствора парафин – керосин – бензол снижалась на 2 °С, а при увеличении концентрации до 1 % температура насыщения раствора возрастала и в дальнейшем до 5 % не менялась.

И.М. Амирханов, исследуя нефти Ромашкинского месторождения, установил, что с ростом содержания асфальтенов до 6 % температура насыщения нефти парафином снижается от 33 до 28 °С; при увеличении массового содержания смол от 12 до 32 % температура насыщения нефтей парафином повышается от 22 до 43 °С, при массовом содержании в нефти асфальтенов свыше 4 %, а парафинов свыше 20 % температура насыщения парафином мало зависит от содержания этих компонентов.

Таким образом, ассоциаты асфальтенов обуславливают пересыщение нефти парафином.

Авторы работы [167] представили дисперсность ассоциатов асфальтенов через отношение их массового содержания A к массовому содержанию смол C . Тогда безразмерный параметр A/C и температура насыщения нефти парафином $T_{\text{нас}}$ будут иметь зависимость, приведенную на рис. 7.5. С увеличением параметра A/C ассоциаты в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов, что ведет к снижению температуры и при небольших значениях A/C – наоборот. Процесс кристаллизации парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами асфальтенов, и отложение парафина не происходит.

Следовательно, для предотвращения парафиноотложений температуру насыщения нефти необходимо снижать ниже температуры в интервале, где необходимо предупредить формирование этих отложений.

Результаты исследований и экспериментов свидетельствуют о депрессирующем действии природных ПАВ, что позволяет указать на новые направления для предотвращения парафиноотложений:

Рис. 7.5. Снижение температуры насыщения пластовых нефтей парафином $T_{\text{нас}}$ с ростом A/C [167]:
 1 – юрские отложения на полуострове Мангышлак (месторождение Узень); 2 – меловые, юрские и палеогеновые отложения на Украине, Западной и Восточной Сибири; 3 – девонские отложения в Татарии; 4 – залежи карбона в Татарии

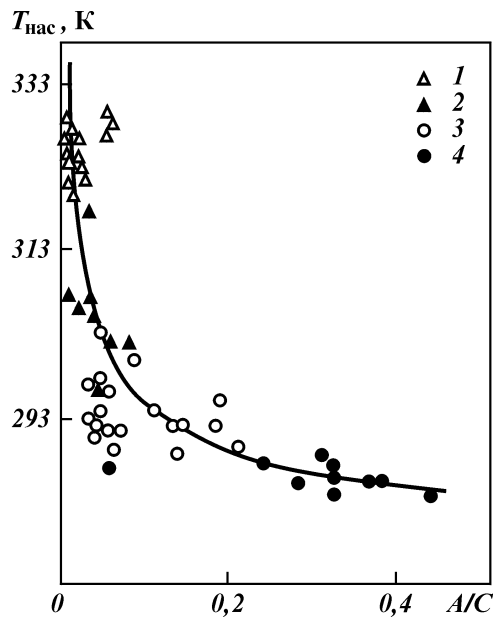
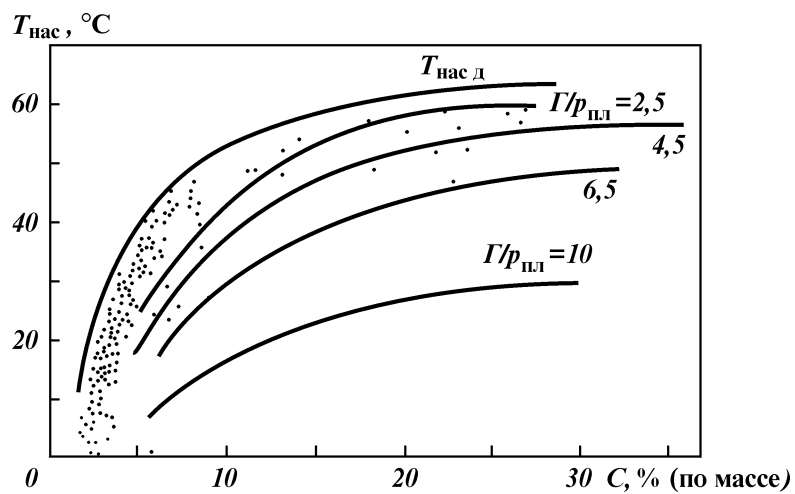


Рис. 7.6. Зависимость температуры насыщения пластовых нефтей $T_{\text{нас}}$ от содержания в них парафина C



увеличение содержания асфальтенов в потоке добываемой парафинсодержащей нефти;

повышение поверхностной активности содержащихся в нефти ассоциатов асфальтенов путем их диспергирования.

На практике реализация этих рекомендаций возможна путем: подачи асфальтеносодержащей нефти в поток парафинистой нефти; диспергирования ассоциатов асфальтенов добавкой химических реагентов.

При недостатке естественных депрессаторов-ассоциатов асфальтенов в составе парафинистой нефти рекомендуется использовать синтетические депрессаторы и растворители.

Некоторые исследователи считают основным фактором парафинообразования – снижение температуры. На этой основе во ВНИИнефти разработано руководство, позволяющее прогнозировать фазовое состояние парафинов в пластовых условиях [24].

За основной критерий взята температура насыщения нефти парафином $T_{\text{нас}}$, при которой из нефти начинается массовое выпадение твердой фазы.

Принимается, что при $T_{\text{нас}} = T_{\text{пл}}$ (где $T_{\text{пл}}$ – температура пластовая) нефть насыщена парафином, при $T_{\text{пл}} - T_{\text{нас}} < 10$ нефть близка к насыщению, при $T_{\text{пл}} - T_{\text{нас}} > 10$ нефть недонасыщена парафином.

На основе экспериментальных исследований получено уравнение, описывающее зависимость содержания парафина в нефти C от насыщения парафином дегазированной нефти $T_{\text{нас д}}$:

$$T_{\text{нас д}} = 70,5 \exp^{3,686 / N}. \quad (7.4)$$

Влияние пластового давления $p_{\text{пл}}$ и газосодержания G на фазовое содержание парафина в нефти учитывается в уравнении

$$T_{\text{нас}} = T_{\text{нас д}} + 0,2p_{\text{пл}} - 0,1G. \quad (7.5)$$

В результате получены корреляционные зависимости $T_{\text{нас}}$ от $G/p_{\text{пл}}$, которыми можно руководствоваться на практике при оценке зоны возможного парафинообразования (рис. 7.6).

Руководствуясь определяющим влиянием температуры на парафинообразование, в ОАО Оренбургнефть были поставлены эксперименты по определению температурного градиента по стволу в фонтанных скважинах.

В качестве экспериментальных были выбраны скважины более 10 месторождений, продуктивные пласты которых приурочены к отложениям среднего девона, залегающим на глубинах от 4,2 до 5,5 км (табл. 7.4).

Таблица 7.4

**Условия залегания и физико-химические характеристики нефтей
Зайкинской группы месторождений**

Месторождение	Пласт	Номер скважины	Глубина перфорации, м	$p_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, °С	G , м ³ /т	α разгазированной нефти	Содержание, % (по массе)		
								сера	смолы силикагелевые	асфальтены
Зайкинское	Д-III	Принятые значения по нескольким скважинам	4300	45,78	95	533,6	0,8102	0,49	1,64	0,31
	Д-IV		4400	46,86	96	2139,6	0,7958	0,29	0,71	0,21
газоконденсатная залежь										
То же	Д-V		4500	51,69	101	1172,0	0,7949	0,32	0,94	0,11
Росташинское	Д-III	171	4194–4228	47,90	85	599,2	0,7955	0,13	2,20	0,40
	Д-IV	175	4318–4340	49,03	83	638,9	0,8020	0,26	1,20	0,05
	Д-V	175	4453–4472	46,60	87	710,5	0,7985	0,30	1,00	0,04
Гаршинское	Д-III	285	4074–4090	40,40	84	445,8	0,8012	0,33	1,70	0,30
	Д-IV	289	4171–4178	45,21	85	819,7	0,7918	0,14	0,91	0,05
	Д-V	285	4252–4260	49,03	90	640,2	0,8036	0,50	1,40	0,17
Южно-Гаршинское, газоконденсатная залежь	Д-IV	300	4219–4226	45,34	82	1470,3	0,7822	0,44	0,37	0,05
Давыдовское	Д-V	2	4494–4518	51,78	91	797,6	0,7972	0,25	0,20	0,01
Конновское	Д-IV	10	4340–4367	47,42	82	991,3	0,8096	0,11	1,50	0,30
	Д-V	10	4459–4490	48,72	82	983,0	0,7951	0,40	1,70	0,14

Исследования позволили получить закономерность, описывающую температуру нефтегазового потока и глубину h :

$$T_{\text{п}} = T_{\text{пл}} - \Delta t - B, \quad (7.6)$$

где B – поправочный коэффициент, рассчитываемый для каждого пласта по формуле

$$B = T_{\text{уст}} + T_{\text{пл}} - \Delta t, \quad (7.7)$$

здесь $T_{\text{уст}}$ – температура на устье скважины при дебите q , °С; Δt – отклонение температуры нефтяного потока на высоте h над забоем скважины от пластовой, °С:

$$\Delta t = h \left(1 - \frac{1 - e^{-ah}}{ah} \right) \tilde{a}, \quad (7.8)$$

где

$$a = \frac{2\pi h}{1000 Q \tilde{n} \ln \frac{r_2}{r_1}}, \quad (7.9)$$

Γ – геотермический градиент, °С/м; e – коэффициент теплопроводности, ккал/(м·ч·°С); c – удельная теплоемкость нефтяного потока, ккал/(кг·°С); r_1 – наружный радиус насосно-компрессорных труб, м; r_2 – внутренний радиус обсадных труб, м; Q – дебит скважины, т/ч.

Принимая температуру потока на глубине h равной температуре отложения парафина, получим

$$T_{\text{отл пар}} = T_{\text{пл}} - \Gamma h \left(1 - \frac{1 - e^{-ah}}{ah} \right). \quad (7.10)$$

Решая уравнение относительно h , получаем расстояние от забоя по стволу скважины, где температура в НКТ будет равна

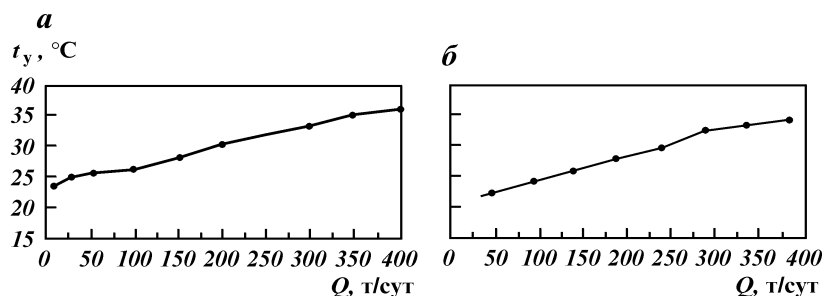


Рис. 7.7. Изменение температуры на устье скважины t_y в зависимости от ее дебита Q для Зайкинского (а) и Гаршинского (б) месторождений:

а – глубина залегания пласта 4560 м, пластовая температура 97 °С; б – 363 м, пластовая температура 87 °С

начальной температуре образования смолопарафиновых отложений.

Представляется возможность для каждой скважины построить зависимость распределения температуры по стволу скважины от дебита и, следовательно, определить интервал парафинообразования.

На рис. 7.7 приведены расчетные зависимости для скважин Зайкинского и Гаршинского месторождений.

7.3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА В ФОНТАННЫХ СКВАЖИНАХ

Динамика работы фонтанных парафинсодержащих скважин имеет закономерность, приведенную на рис. 7.8.

Развитие технологии и техники борьбы с парафинообразованием имеет длительную историю. Однако нельзя сказать, что к настоящему времени все трудности, связанные с решением данной проблемы, преодолены. Многообразие условий разработки месторождений и характеристик добываемой нефти требует индивидуальных подходов.

Сегодня, как и много десятилетий тому назад, в арсенале нефтяников преобладают следующие методы: тепловые, физические, химические, механические и применение покрытий.

На отдельных месторождениях в качестве экспериментальных проводятся работы по применению вибрационных и магнитных способов.

Перечисленные методы с небольшими изменениями, а иногда и без них, применяются в скважинах с различными способами эксплуатации. Поэтому при описании технологии применительно к тому или иному способу будем касаться только существенных отличий, характерных для данного способа эксплуатации.

Тепловые методы

Тепловые методы основаны на свойствах парафина плавиться при температурах выше 50 °С и, стекая с нагретой поверхности, освобождать ее.

Воздействие высокой температуры требует применения специального источника тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины.

В настоящее время используются следующие технологии с применением:

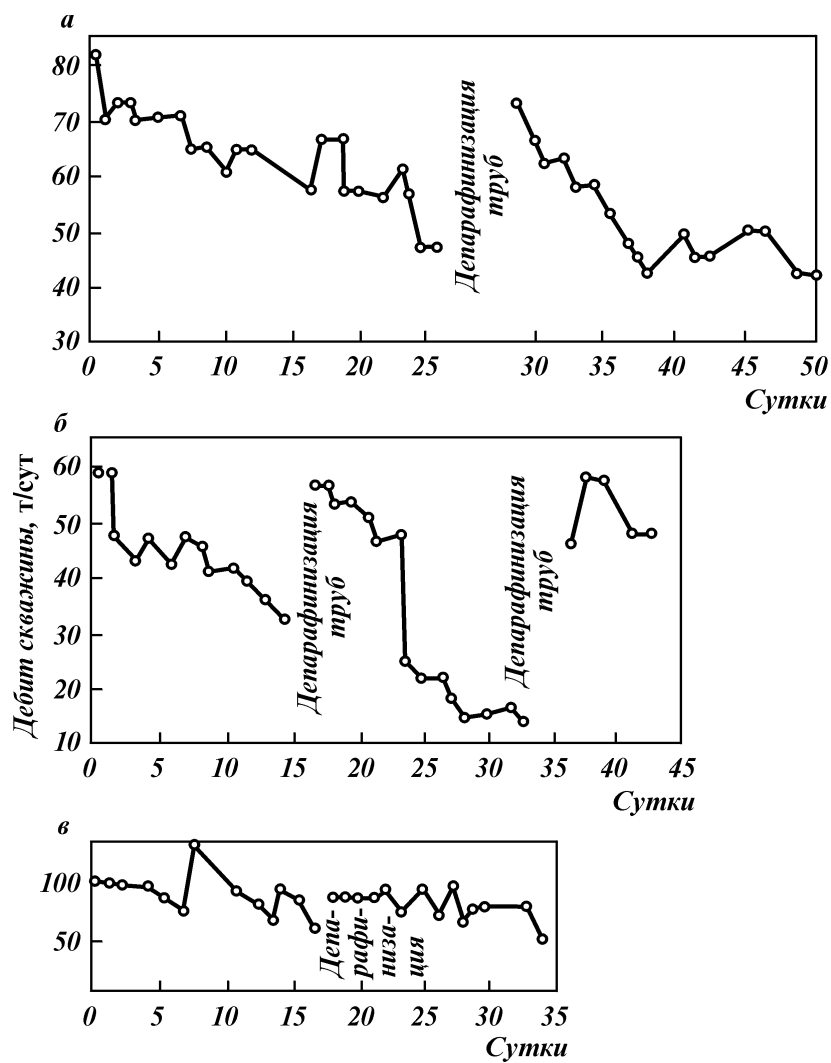


Рис. 7.8. Графики падения производительности парафинсодержащих фонтанных скважин в процессе эксплуатации:
а – скв. 1; б – скв. 2; в – скв. 3

горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
острого пара;
электрических печей наземного и скважинного исполнения;

агентов, взаимодействие которых ведет к химической реакции, сопровождающейся выделением некоторого количества тепла.

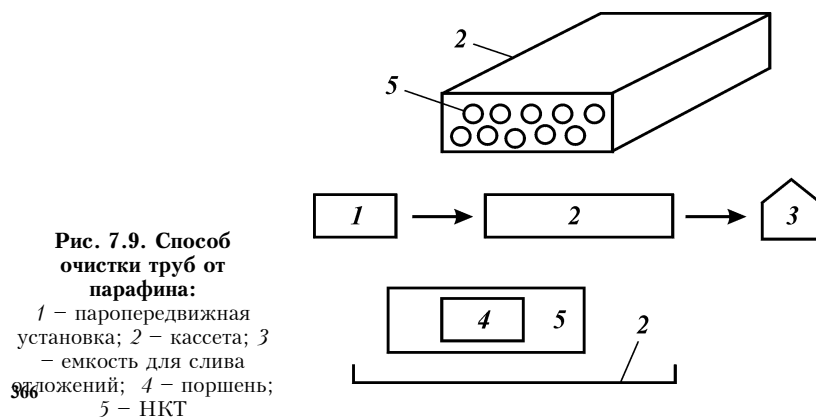
Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях – котельных установках передвижного типа и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки.

Для этой цели промышленность выпускает специальные агрегаты – депарафинизационные передвижные установки, оснащенные котлами – подогревателями жидкости до температуры 150 °С и насосами, развивающими давление до 16 МПа. Нагретый агент может циркулировать в скважине определенное время, обеспечивая расплавление и удаление отложений.

Наиболее предпочтительной считается обратная промывка, исключающая образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке.

Применение острого пара, вырабатываемого паропередвижными установками типа ППУА-1200/100, с температурой до 310 °С и давлением до 10 МПа для целей скважинной борьбы с отложениями неэффективно. При подаче пара в скважину происходит интенсивная конденсация пара и, как утверждают авторы [94], на глубине 300–400 м температура пара снижается до температуры скважины.

Наиболее целесообразно применять ППУ для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины. Поднятые на поверхность НКТ лучше очищать следующим образом. Поместить их в кассету и воздействовать на них паром от ППУ по схеме, приведенной на рис. 7.9. При этом одновременно очищаются 10–20 труб. Для усиления эффекта в трубы можно вставить поршни.



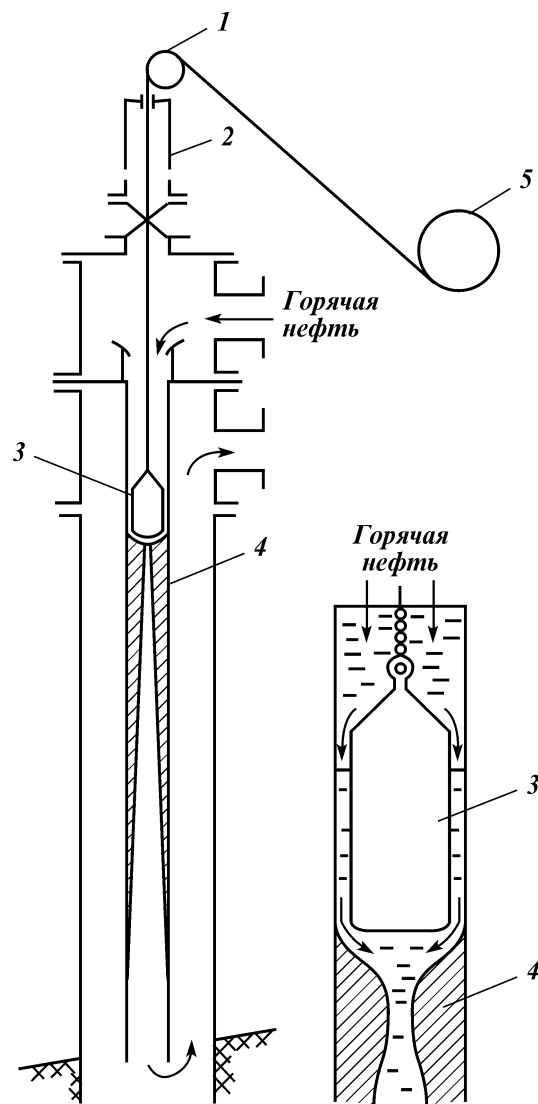


Рис. 7.10. Схема оборудования скважины для депарафинизации горячей нефтью по центральной схеме с применением плунжера:

1 – направляющий ролик; 2 – лубрикатор; 3 – плунжер; 4 – парафин; 5 – лебедка с канатиком

Повышение эффективности очистки НКТ от отложений парафина может быть достигнуто ранее применявшейся, но к настоящему времени повсеместно утраченной технологией, приведенной на рис. 7.10. Улучшение процесса очистки происходит за счет совмещения операции промывки горячей

жидкостью со спуском поршня. Последний обеспечивает направленное движение теплоносителя вдоль внутренней поверхности НКТ и более рациональное использование тепла.

Электродепарафинизация

Применение электричества для депарафинизации имеет давнюю историю, когда на Сахалинских промыслах, а затем в НГДУ "Туймазанефть" на НКТ подавался электрический ток напряжением 2000–6000 В.

Одной из разновидностей депарафинизации является применение устройств, располагаемых в области интенсивного парафинообразования.

Конструкция первых нагревателей (рис. 7.11) включала обмотку 2, сердечник 3, подвижной контакт 1, присоединительные клеммы 4 и 5, электроисточник 6.

Здесь сердечником служит колонна насосно-компрессорных труб. Подача напряжения осуществляется на индукционную катушку по обсадной колонне, а на сердечник по НКТ. Условием работы схемы является обеспечение надежной изоляции НКТ от обсадной колонны. Это достигается применением центраторов, выполненных из электроизоляционного материала.

Развитием этого вида электродепарафинизации являются разработанные в ТатНИПИнефть индукционные нагреватели, электропитание которых осуществляется по кабелю. Это обеспечивает более высокую надежность и безопасность конструкции.

В последние годы промышленность освоила выпуск установки для электропрогрева скважин типа УЭС-1500, которая обеспечивает спуск в скважину на кабель-канате на глубину до 1500 м электропечи мощностью до 50 кВт.

Установка создает температуру в интервале спуска до 100 °С и включает в себя лебедку, смонтированную на шасси автомобиля, автотрансформатор, кабель-канат и электропечь (рис. 7.12). Назначение автотрансформатора – компенсировать потери напряжения в кабеле, значение которых зависит от глубины спуска электропечи.

Опыт применения электронагревателей на промыслах Башкортостана показал их эффективность. Отмечена также ненадежная конструкция узла присоединения кабеля к нагревателю.

Дальнейшим развитием этого направления явился спуск нагревателей внутрь НКТ непосредственно в интервалы

парафинообразования, для чего была разработана малогабаритная печь диаметром 29 мм и мощностью 9,45 кВт.

Применение электронагревателей для борьбы с отложениями парафина в устьевой арматуре и манифольдах было реализовано в НГДУ "Туймазанефть" путем монтажа на устье скважины специальной батареи из трех сообщающихся между собой труб, на которые наматывалась электрическая обмотка. Трубы подключаются к арматуре и через них пропускается добываемая жидкость, а на обмотку подается напряжение (рис. 7.13).

Мощность нагревателя составляла 24 кВт, температура нагрева жидкости достигала 75 °С. Устройство позволяет осуществлять циркуляцию нагретой жидкости через арматуру и рабочий манифольд и обеспечивать удовлетворительную их очистку от парафина.

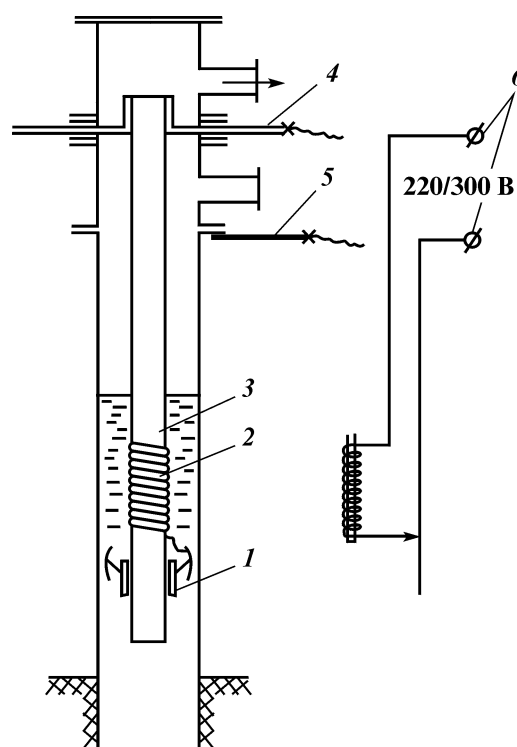


Рис. 7.11. Схема оборудования скважины и электрическая схема цепи депарафинизации с применением индукционной электропечи

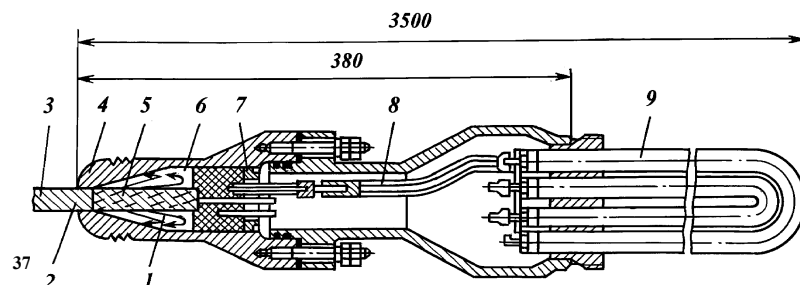


Рис. 7.12. Электронагреватель скважинный:
1 – крепление кабеля; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель; 4 – головка; 5 – асбестовая оплетка; 6 – свинцовая заливка; 7 – гайка; 8 – клеммник; 9 – нагреватель

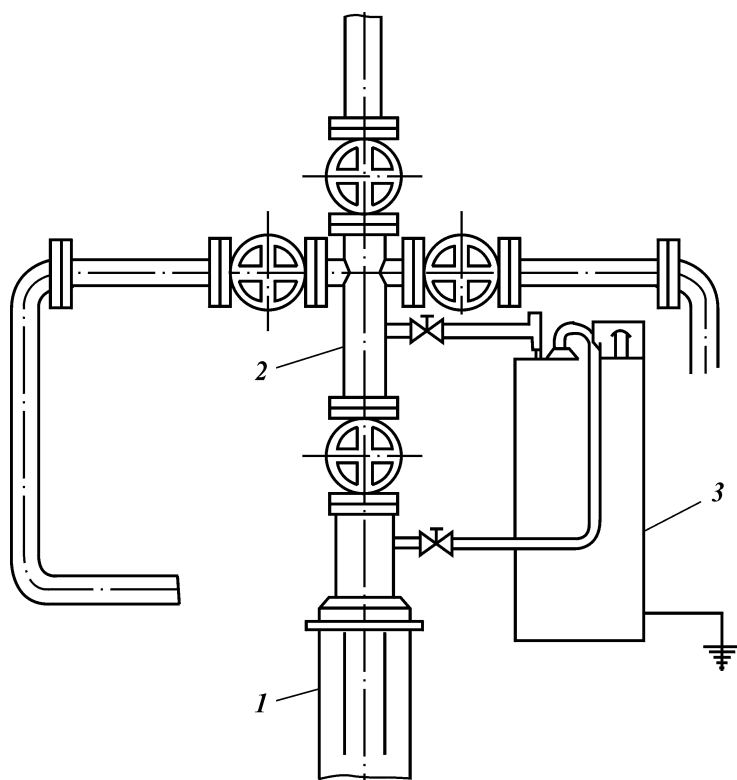


Рис. 7.13. Индукционный прямоточный подогреватель и схема его подключения:

1 – скважина; 2 – устьевая арматура; 3 – подогреватель

Применение данного устройства особенно эффективно на удаленных скважинах, расположенных в труднодоступных местах.

Несмотря на некоторые положительные стороны электродепарафинизации, она получила ограниченное применение вследствие непродолжительного эффекта от воздействия и ненадежности серийных конструкций, делающих их эксплуатацию опасной для персонала.

Физические методы

Методы, относящиеся к физическим, основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. К наиболее перспективным из методов следует отнести воздействие

переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть. Вследствие лабораторных и промысловых исследований установлено, что при обработке нефти электромагнитным полем степень парафинизации трубопроводов значительно уменьшается. Степень воздействия поля на интенсивность образования отложений зависит от физико-химических свойств, состава нефти, интенсивности поля и режима обработки нефтяного потока полем.

Как известно, нефть представляет собой смесь веществ, обладающих различными характером и значением магнитной восприимчивости, а также электрической поляризуемости. Переменное электрическое поле характеризуется напряженностью переменного электрического поля и напряженностью переменного магнитного поля.

При обработке нефтяного потока полем образуются дополнительные центры кристаллизации парафина по всему объему нефтяного потока. Кристаллы растут не на стенках оборудования, а в объеме нефти, что и уменьшает интенсивность накопления АСПО в оборудовании.

Для исследования влияния электромагнитного поля на процесс возникновения смолопарафиновых образований был сконструирован и изготовлен электромагнитный аппарат, который был испытан на Усинском месторождении. Результаты промысловых испытаний показали достаточно высокую эффективность метода.

В настоящее время в связи с трудностями приобретения химических реагентов и специального оборудования наиболее перспективными являются устройства, предотвращающие образование АСПО, на основе постоянных магнитов, которые не требуют ни химических реагентов, ни электроэнергии. В течение последних трех лет с этой целью предлагались петромагнитные устройства "Магнифло" производства компании "Петролеум Магнетик Интернешнл" (г. Одесса и штат Техас, США).

Они представляют собой трубы НКТ с внешним кожухом, в котором размещаются магниты. Технологическая конструкция устройства обеспечивает универсальность этих изделий, но из-за довольно значительных размеров (2–5 м) и массы (30–100 кг) иногда возникают проблемы с установкой и монтажом (обязателен подъем НКТ).

В России эти устройства продаются и перепродаются различными фирмами-посредниками по цене 8–12 тыс. долл. США, что в итоге не позволяет достичь хороших экономических и технологических результатов. В связи с большой удаленностью добывающих скважин от базы производственного обеспечения в

условиях Крайнего Севера эта технология не была принята надежной. Поэтому совместно с НПФ "Технологические системы" с 1994 г. были начаты работы по внедрению отечественных опытно-промышленных устройств с использованием постоянных спецмагнитов.

Устройства представляют собой цилиндры диаметрами 60 и 42 мм, длиной 450 и 350 мм, массой примерно 5 и 3 кг, выполненные из коррозионно-стойкой стали и снабженные элементами крепления внутри трубы и элементами, позволяющими подвешивать их в НКТ на проволоке, в том числе вместе с механическим скребком или утяжелителем. Подъема НКТ в большинстве случаев не требуется.

Конструкция магнитов, расположенных внутри корпуса, позволяет проводить обработку продукции скважины таким образом, что после прохождения жидкости через зазор между стенкой трубы и поверхностью магнитного устройства для обработки жидкости в нефтегазоводяном потоке за счет физико-химической модификации металлосодержащих микропримесей образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформированные на коллоидных микропримесях. Форма корпуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим. Защита от отложения осуществляется в результате формирования АСПО в объеме с последующим флотационным их выносом на устье скважины. Применение устройств, разработанных НПФ "Технологические системы", вызывает также газлифтный эффект благодаря более раннему выделению газа в виде микроскопических пузырьков, что в некоторой степени увеличивает продуктивность скважин. Интенсивное выделение микропузырьков газа способствует выносу мелких (частицы размером примерно до 50 мкм) механических примесей, однако более крупные механические примеси (размеры, начиная с 50 мкм) могут быть не вынесены микропузырьками, что снижает эффективность работы депарафинизатора. Однако в последнем случае отнесение отложений механических примесей к АСПО является ошибочным, так как АСПО принято называть отложения, полученные в результате кристаллизации твердых веществ из растворенного состояния. Косвенно указывает на наличие крупных механических примесей в продукции скважины малый (1–5 мес) межремонтный период.

С декабря 1995 г. в ОАО "Оренбургнефть" развернуты работы по внедрению магнитных устройств для борьбы с

парафиноотложениями в НКТ добывающих скважин. В условиях фонтанного способа эксплуатации НГДУ "Южуренбургнефть" использует магнитные депарафинизаторы серии МОЖ НПФ "Технологические системы". Работы проводятся в 10 скважинах Росташинского нефтяного месторождения (НГДУ "Южуренбургнефть"). Скважины эксплуатируются с дебитом 22–150 т/сут и газовым фактором 500–1100 м³/т. Отложения парафина начинаются, как правило, с глубины 1200 м. Межочистные операции проводятся 3–10 раз в месяц. НКТ, в основном комбинированные, размером 73×62 мм спущены до глубины 4200–4500 м. Устройства МОЖ-42Э спущены в скважины на скребковой проволоке вместе со скребками. В течение первых 3 мес четко проявилась эффективность их применения: полностью были прекращены обработки скважин горячей нефтью или растворителями. Вместе с тем замечено, что проволока, на которой спускаются устройства, остается слабым звеном, так как в момент запуска скважин после остановки происходят подбросы устройств. Для повышения надежности системы в целом при незапланированных остановках скважины предложено поднимать магнитные устройства в устьевой лубрикатор.

Работу устройств затрудняют геолого-технологические факторы: наличие значительного количества механических примесей в нефти, подбросы скребков с депарафинизаторами при запуске скважин с большим газовым фактором. Это учитывается при изготовлении конструкций последующих приборов и их эксплуатации.

При проведении 02.03.96 г. текущего ремонта в скв. 904 Росташинская в компоновку НКТ был установлен муфтовый вариант конструкции МОЖ. Скважина была введена в эксплуатацию с дебитом 36 м³/сут. До установки МОЖ межочистой период составлял 2–5 сут. До настоящего времени скважина работает без отложений парафина в НКТ. Серьезных препятствий для проведения геофизических работ нет, так как внутренний диаметр МОЖ составляет 56 мм, наружный – 108 мм. Однако при спуске рекомендуется использовать свинцовый груз для утяжеления прибора.

На Гаршинском месторождении ОАО "Оренбургнефть" магнитное устройство типа МОЖ-42Э спущено в скв. 700. Скважина работает фонтанным способом безводной нефтью дебитом 20 т/сут с газовым фактором 570 м³/т. Отложения парафина начинаются с глубины 1200–1700 м, межочистой период составлял 5–6 сут. Контрольные подъемы устройства подтвердили его эффективность. МОЖ подвешен

вместе со скребком и грузом на одножильном каротажном кабеле.

На Покровском месторождении ОАО "Оренбургнефть" в скв. 716, оборудованной штанговой глубинной насосной установкой, использовано магнитное устройство типа МОЖ-22Ш. Дебит скважины 12 т/сут, газовый фактор 45,5 м³/т, нефть безводная, межочистной период составлял 30 сут. Устройство включено в состав колонны штанг. После установки магнитного устройства с 15.02.96 г. до 01.11.96 г. тепловые обработки не проводились. Скважина продолжает работать.

Результаты применения магнитных устройств в ОАО "Оренбургнефть" подтвердили эффективность предложенной технологии борьбы с парафиноотложениями как при фонтанном способе эксплуатации скважин, так и при использовании глубинных насосных установок (ЭЦН и СШН). Перспективу развития данных работ специалисты ОАО "Оренбургнефть" видят в расширении области применения различных магнитных устройств, включая защиту выкидных линий скважин от парафиноотложений, ускорении водогазонефтесепарации, снижении коррозии.

Экономический эффект по Росташинскому месторождению составляет в среднем 15,5 млн руб/мес (примерно 3 тыс. долл. США по курсу ММВБ на 01.09.96 г.) на скважину.

За 1995–1998 гг. на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" было испытано 115 магнитных депарафинизаторов различных конструкций, в том числе 61 АМС-2,5 производства НПК "Новые технологии" (г. Нижневартовск). Только в 1997 г. от использования 57 магнитных активаторов различных конструкций в целом по скважинам ОАО "Оренбургнефть" сократилась обработка горячей нефтью и химреагентами на 274 и механическими скребками на 185.

По результатам промысловых испытаний магнитных депарафинизаторов сделаны следующие выводы:

магнитными депарафинизаторами можно оборудовать скважины и выкидные линии;

в фонтанные скважины и скважины с ЭЦНУ депарафинизаторы следует спускать на скребковой проволоке;

в скважинах с большим газовым фактором депарафинизатор необходимо перед запуском поднимать до лубрикатора;

для месторождений с незаконченным обустройством магнитные депарафинизаторы являются оптимальным средством предотвращения АСПО;

срок окупаемости магнитных депарафинизаторов в скважинах с небольшим межочистным сроком (до нескольких суток) составляет не более одного месяца.

Вибрационные методы

Методы основаны на создании в области парафинообразования ультразвуковых колебаний, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микродвижение, что препятствует осаждению на стенках труб. Устройство, приведенное на рис. 7.14, генерировало гидравлические колебания частотой до 1,8 Гц за счет колебания пластины, помещенной в центр потока струи движущейся жидкости.

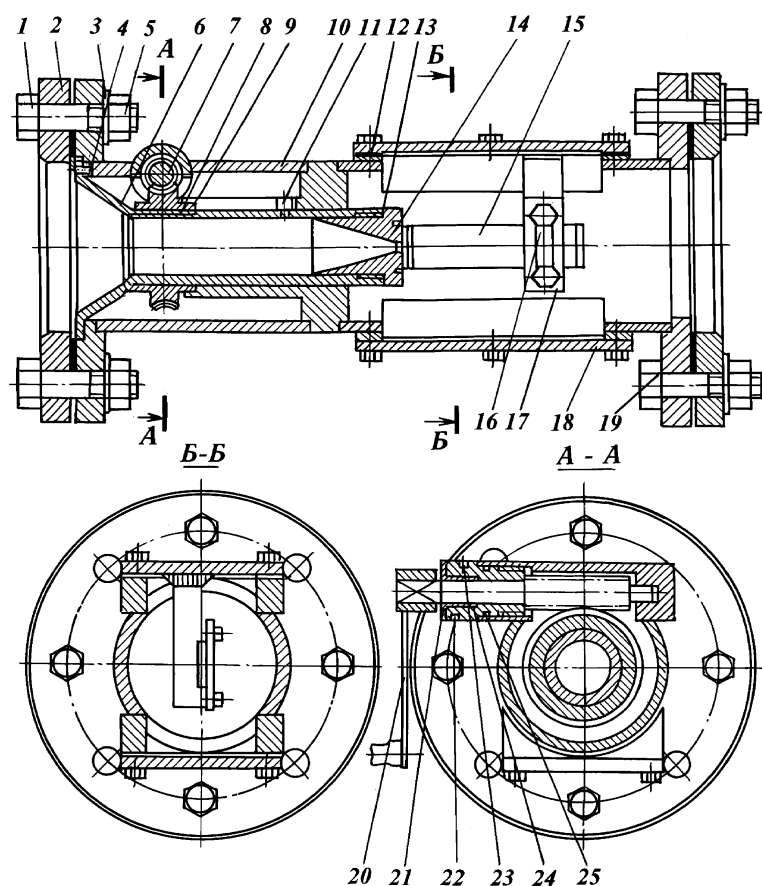


Рис. 7.14. Гидродинамический вибратор ВГ-2:

1 – гайка; 2 – фланец; 3 – шайба; 4 – винт; 5 – болт; 6 – воронка; 7 – червяк; 8 – червячное колесо; 9 – шайба латунная; 10 – труба; 11 – шпонка; 12 – прокладка; 13 – шайба уплотнительная; 14 – штуцер-сопло; 15 – пластина вибрационная; 16 – пластинчатая шайба; 17 – планка; 18 – крышка; 19 – прокладка; 20 – рукоятка; 21–25 – уплотнения

Опубликованные материалы по результатам испытания гидравлических вибраторов противоречивы. Есть основания предполагать, что вибрация влияет на прочность резьбовых соединений НКТ, а также способствует их разрушению или самоотвинчиванию.

Учитывая, что работающее в скважине насосное оборудование, особенно установки электроцентробежных

насосов, также вызывают вибрацию труб, могут возникнуть резонансные колебания системы, приводящие к авариям. Последнее имеет место на практике.

Применение вибраторов для целей борьбы с парафином широкого распространения не получило.

Тем не менее отдельные конструкции вибраторов применяют на некоторых месторождениях для предотвращения отложения парафина в рабочих манифольдах скважин (см. рис. 7.14). Вибратор монтировался на манифольде, и поток жидкости, выбрасываемый из скважины, воздействовал на пластину. Последняя начинала вибрировать с частотой до 1,8 кГц, передавая колебания жидкости.

Химические методы

Наиболее широко используемое в настоящее время направление по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений базируется на исследованиях, в результате которых было установлено: дозирование в нефть или нефтяную эмульсию химических соединений, обладающих определенными свойствами, уменьшает, а иногда и полностью предотвращает образование отложений.

В основе действия реагентов ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью.

По этому признаку ингибиторы подразделяются на: смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Механизм действия смачивающих агентов сводится к образованию на поверхности металла труб гидрофильной пленки, препятствующей адгезии кристаллов парафина к трубам и создающей условия для их выноса потоком жидкости. Условием эффективного применения агентов этой группы является отсутствие каких-либо отложений на трубах перед использованием ингибиторов.

Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, ослабляя процесс укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения.

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции их молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению.

Диспергаторы – химреагенты, обеспечивающие повышение теплопроводности нефти и, следовательно, замедляющие

процессы кристаллизации парафина. В результате время пребывания парафина во взвешенном состоянии в потоке и вероятность его подъема потоком жидкости увеличиваются.

Объединив реагенты по принципу их химического воздействия на АСПО, получим следующие данные (табл. 7.5).

В последние годы, благодаря усилию ученых многих исследовательских центров и промысловых инженеров, создан целый ряд химических веществ – ингибиторов парафина, которые применяются с различной степенью эффективности.

Отдельную группу образуют химреагенты, назначение которых удалить уже образовавшиеся отложения или несколько уменьшить интенсивность их накопления. Они получили название удалителей и по химическому составу – это растворители, являющиеся отходами или промежуточными производными нефтехимических производств (табл. 7.6).

В ОАО "Оренбургнефть" прошли испытания в лабораториях и непосредственно в скважинах ингибиторы марок ДМ-650, ДМ-655, ДВ-02, ИНПАР, ДВ-03, "Урал-04/8", ДМ-512 и др.

Проведем оценку эффективности ингибиторов разными методами.

Метод стальных стержней. Технологией метода предусматривается оценка количества отложившегося парафина на стальных стержнях длиной 200 мм и диаметром 15 мм, помещенных в стаканы с нефтью, предварительно нагретой до 60 °С и насыщенной до 10 % парафином и раствором реагента-ингибитора. Стержень выдерживается в растворе в течение 6–8 ч, а затем в него вводят 100 г толуола и дополнительно выдерживают еще 4 ч для растворения отложившегося парафина.

Таблица 7.5

Классификация химических реагентов для предупреждения АСПО

Группа ингибитора	Подгруппа и основной компонент
Смачиватели	Полиакриламид (ПАА); ингибиторы парафинообразования – ИП-1, ИП-2, ИП-3; кислые органические фосфаты; силикаты щелочных металлов; водные растворы синтетических полимерных ПАВ
Диспергаторы	Соли металлов; соли высших синтетических жирных кислот; силикатно-сульфанолиевые растворы; сульфатированный щелочной лигнин
Модификаторы	Атактический пропилен с молекулярной массой 2000–3000; низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000–12000; сополимеры: алифатические, этилена и сложного эфира с двойной связью; тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном; полимер с молекулярной массой 2500–3000
Депрессаторы	Парафлору АзНИИ; алкилфенол ИПХ-9; "Дорад-1А"; ВЭО-504 ТюмНИИ; "Азолят-7"

Таблица 7.6
Удалители АСПО на основе органических и неорганических соединений

Класс удалителя	Растворитель, удалитель
Индивидуальные растворители	Толуол; 2-метил-метил-бисамин; 4,1,1-пропилен-1,3-диоксан; 4,4-метил-5,6-дигидропирин; 2-метилфуран; сернистый углерод; дихлорпропан
Растворители различного класса органических соединений природного характера	Газоконденсат; газовый бензин; смесь сжиженных нефтяных газов; пирооконденсат; МОН-47; Д-13; углеводородный слой; промежуточный продукт; "Волжский 1, 2, 3, 4"
Смесь одного или разных классов органических соединений – продуктов нефтехимии и нефтепереработки	Легкая нефть; керосиновая фракция; хлорированные углеводороды; пипериленовая фракция; смесь ацетатов; альфа-олефиновая фракция; уайт-спирит; осветленный керосин; пенореагент; адсорбент; нефтяной сольвент
Органические смеси с добавкой ПАВ	Газовый бензин с ПАВ; ароматизированный бензин с пипериленовой фракцией и СЖК; ароматизированный конденсат с нефтью и сульфанолам или ПАВ ОП-10; димеры и тримеры изобутилена с ОП-10 и И-1-А; растворители с оксиэтиловым эфиром алкиларилового соединения; растворители с катализатором; СНПХ-7Р-1; изопарафины с сульфанатом натрия; бутилбензольная фракция с октадецилпропиленом-диамином
Органические композиции целенаправленного смешивания химических и нефтехимических продуктов	Керосиновый дистиллят с ацетоном; керосиновая фракция с ацетоном; кубовые остатки перхлорэтилена с бензиновой фракцией; спирты и кетоны с керосином; четыреххлористый углерод с этилбензольной фракцией; СНПХ-7р-2; МЛ-72; раствор полиэтиленамина; прозрачные эмульсии
Удалители на водной основе и многокомпонентные смеси	Растворы оксиалкилированных продуктов; хлориды алюминия, магния, кальция с щелочью, эмульсией и органическим растворителем; лигнин с водным раствором щелочи; дисульфид углерода с бензолом, эфиром этиленгликоля, спиртом, соляной кислотой или другими кислотами; смесь алифатических и ароматических углеводородов с эфирами многоатомных и низших спиртов; ПАВ-1, ПАВ-2; растворитель с щелочью и эмульгатором; каустик

По увеличению массы раствора определяют количество образовавшихся на стержне смолопарафинистых отложений. Эффективность Э ингибитора определяется по формуле

$$\mathcal{E} = \frac{G_1 - G_2}{G_1} 100 \%, \quad (7.11)$$

где G_1 , G_2 – количество отложений при контрольном и рабочем опыте соответственно.

Нефть скв. 216 Никольского месторождения НГДУ "Сорочинскнефть" имеет следующую характеристику:

Состав, % (по массе):	
смолы	4,87
асфальтены	1,72
парафин	3,93
Свойства:	
динамическая вязкость, мПа·с	4,87
плотность, кг/м ³	830

Результаты испытания ингибитора СЭВА-28, представляющего собой сополимер этилена с винилацетатом и разработанного ВНИИНП и ВНИИТнефть, следующие:

Концентрация ингибитора, % (по массе) ... 0	0,01	0,05	0,1	0,5
Количество отложений парафина, г 2,64	2,13	1,25	0,59	0,72
Защитный эффект, % 0	19,6	52,6	70,5	45,5

Опыты показали эффективность СЭВА-28, но он удовлетворительно растворим лишь в ароматических углеводородах, в частности в толуоле, поэтому практическое его использование связано с рядом трудностей.

По вязкости нефти. В эксперименте участвовали ингибитор СЭВА-28 и нефть скв. 216 Никольского месторождения. Вязкость определялась на ротационном вискозиметре РЕОТЕСТ-2. Результаты показывают, что при 40 и 60 °С добавки ингибитора не меняют вязкость нефти. Наибольшая эффективность получена при массовой концентрации 0,05–0,1 %. Эти данные согласуются с результатами, полученными по методу "стальных стержней".

По отмыву пленки нефти. Метод состоит в определении процента отмыва пленки нефти пластовой водой со стенки стеклянной пробирки во времени. За 100 % принимается отмыв половины всей поверхности пробирки. Результат считается отличным при отмыве 70–90 % за 30 с, хорошим – за 60 с, удовлетворительным – за 180 с, плохим – более 3 мин.

Испытание проводится в следующей последовательности.

Колбу заполняют 50 мл нефти с добавлением 0,02 % (по массе) ингибитора и перемешивают в течение 3–5 мин. Переливают раствор в пробирку и выдерживают в течение 20 мин. Затем переводят раствор из пробирки в колбу, а пробирку на 0,5 объема заполняют пластовой водой исследуемого месторождения. Оставшийся объем заполняют нефтью из колбы. Пробирку закрывают, а затем переворачивают и включают секундомер, регистрируя смыв пленки нефти во времени.

Результаты эксперимента приведены в табл. 7.7.

Таблица 7.7

Результаты испытаний ингибиторов парафинообразования по отмыву пленки нефти

Наименование месторождения нефти, АСПО, пластовой воды	Индекс ингибитора АСПО	Отмыв пленки нефти по времени, %/с	Действие ингибиторов на отложения АСПО в пластовой воде				Оценка действия ингибитора АСПО
			Совместимость ингибитора с пластовой водой	Дисперсия, мм/%	Отмыв, % рабочей поверхности	Замазывание (полосы), % рабочей поверхности	
Бобровское, скв. 788 НГДУ "Бузулукнефть"	ДМ-650	20/180, н	Эмульсия, х	1-5/100, у	5, о	40, о	х
	ДМ-655	40/180, н	То же	> 7/30	45, н	55, н	н
	ДВ-02	70/60, х	"	1-7/40, у 0,5-1/70	30, у	25, у	у
	ИНПАР	80/60, х	"	1-7/30, у 0,1-0,5/80	10, х	6, х	х
	ДВ-03	70/180, у	"	1-3/20, х 1-7/100, у	15, у	25, у	у
	ДМ-51	70/60, х	"	1-7/100, у	о	о	х
	"Урал 04/88"	90/15, о	"	0,5-1/100, х	о	о	о
	ДМ-513	70/60, х	"	> 7/100, н	20, у	30, у	у
Бобровское, скв. 788 НГДУ "Бузулукнефть"	СД-1	70/60, х	"	1-5/100, у	10, х	о	х
	СД-2	70/180, у	"	1-7/100, у	30, у	25, у	у
Бобровское, скв. 788 НГДУ "Бузулукнефть"	О-1	40/180, н	"	1-7/100, у	20, у	о	у
	В-1	30/180, н	"	0,5-1/80, х	25, у	30, у	у
НГДУ "Южоренбургнефть"	ДВ-03	90/30, о	"	1-7/100, у	о	о	х

Примечание. н – неудовлетворительно; х – хорошо; у – удовлетворительно; о – отлично.

Метод дисперсии и отмыва АСПО. Этот метод состоит в следующем. В 50 мл пластовой воды дозируют 0,5 мл реагента и помещают 2,5 г АСПО. Содержимое колбы нагревают, перемешивая до полного расплавления АСПО. Затем колбы охлаждают струей водопроводной воды и фиксируют диспергирование парафиновых отложений, наливание на стенки колбы и замазывание.

Метод "холодного цилиндра". Оценка эффективности ингибитора этим методом состоит в нагреве определенного количества нефти, а именно 400 мл, и 48 г измельченного парафина в термостатируемой бане до 90 °С с последующим вводом микрошприцем в раствор ингибитора в количествах 0,02; 0,04; 0,08; 0,1 мл.

Температура нефти в начале опыта должна быть ниже температуры растворения парафина в нефти, а температура "холодной" поверхности стакана – ниже температуры начала кристаллизации парафина. После нагрева до 65 °С стакан из бани вынимают и в него опускают цилиндр, который охлаждают в течение 20–30 мин водопроводной водой. Затем в течение 10 мин цилиндр охлаждают на воздухе, чтобы с его поверхности стекла нефть.

Таблица 7.8

Результаты испытаний ингибиторов парафиноотложений на нефти скв. 788 Бобровского месторождения методом "холодного" цилиндра

Номер опыта	Время, ч-мин		Продолжительность опыта, мин	Марка реагента	Дозировка реагента		Эффективность ингибитора АСПО по уменьшению налипания	
	начала опыта	конца опыта			г	% (по массе)	г	%
1	11-05	11-30	25	–	Без реагента		57,136	–
2	13-00	13-25	25	ДМ-650	0,04	0,01	42,014	26
3	14-15	14-40	25	ДМ-650	0,08	0,02	30,962	46
4	9-30	9-55	25	ИНПАР	0,04	0,04	38,134	33
5	10-40	11-05	25	ИНПАР	0,08	0,02	24,761	57
6	12-55	13-20	25	ДМ-512	0,04	0,01	34,698	39
7	14-15	14-40	25	ДМ-512	0,08	0,02	27,740	51
8	9-15	9-40	25	"Урал 04/88"	0,04	0,01	30,116	47
9	10-20	10-45	25	То же	0,08	0,02	17,730	69
10	9-40	10-05	25	СД-1	0,04	0,01	35,250	38
11	10-55	11-20	25	СД-1	0,08	0,02	25,786	55
12	13-25	11-50	25	ДВ-02	0,04	0,01	52,096	9
13	14-35	15-00	25	ДВ-02	0,08	0,02	39,652	31
14	9-15	9-40	25	ДВ-03	0,04	0,01	48,860	15

Таблица 7.9

Показатели	Удалители	
	пипериленовая фракция	тяжелые углеводороды
Плотность, кг/м ³	680	850
Температура начала кипения, °С	40	50–60
Температура конца кипения, °С	99	До 260
Остаток после перегонки, % (по массе)	1,0	15,4

Далее через цилиндр пропускают горячую воду, при этом происходит смыв отложений в подставленный под цилиндр стакан.

Масса отмытых отложений при различных дозах ингибитора и является мерой эффективности его действия.

Характеристика продукта приведена в табл. 7.9.

В табл. 7.8 представлены результаты испытания эффективности различных ингибиторов парафиноотложений на нефти скв. 788 Бобровского месторождения. В опытах в исследуемую нефть добавлялось 12 % (по массе) парафина, температура в начале опыта составляла 65 °С, в конце 26 °С, холодной поверхности 12 °С.

Промысловые испытания реагентов-удалителей АСПО. В качестве удалителей отложений парафина были применены отходы и побочные продукты Самарского завода синтетического каучука, содержащие углеводороды метанового, бензольного и диэтиленового рядов (пипериленовая фракция), а также тяжелые углеводороды.

Эффективность удалителей, определенная методом "стержней", приведена в табл. 7.10.

В эксперименте использовались нефти ряда скважин. Для сравнения были взяты известные растворители – бензин, керосин и бензол.

Установлено, что пипериленовая фракция по эффективности может конкурировать с известными и дорогими растворителями – бензином и керосином.

Промышленные испытания пипериленовой фракции проводились на Бобровском месторождении. Объектом испытания стал выкидной трубопровод скв. 406.

Технологией предусматривалось:

- а) закачка 9 м³ удалителя отложений в выкидной трубопровод при неработающей скважине агрегатом АН-700;
- б) выдержка реагента в течение 90 мин;
- в) запуск скважины в работу.

Поверхность трубы после такой обработки была отмыта практически полностью. Продолжительность работы скважины с дебитом 116 м³/сут между двумя обработками от 30 до 75 сут.

Применение горячего растворителя для удаления АСПО. Опыт применения растворителей показал, что с повышением температуры до 60 °С скорость растворения АСПО увеличивается в 4 раза. Для этой цели был разработан специальный подогреватель, представляющий собой теплообменник "труба в трубе". Теплоноситель от пароперемещаемой установки закачивают в кольцевое пространство теплообменника, а нагреваемый растворитель подается насосным агрегатом в центральную трубу,

Таблица 7.10

Время очищения стержня, мин

Место отбора АСПО	Реагенты						
	бензин А-66	осветительный керосин	бензол	осветленная пипериленовая фракция	тяжелые углеводороды	осветленная пипериленовая фракция плюс тяжелые углеводороды в соотношении	
						1:1	1:2
Скв. 68, пласт О ₂	38	93	21	20	72	28	40
Скв. 78, пласт А ₄	20	120	99	85	120	120	120
Скв. 406, выкидная линия	10	48	10	8	8	9	9
Скв. 406, НКТ	20	37	33	10	31	28	12
Скв. 610, пласт А ₃	27	53	23	47	40	90	15
Скв. 709, пласт А ₄	50	120	59	68	78	18	40

сообщающуюся с арматурой скважины.

При расходе 2 л/с и температуре 60–70 °С растворитель дозируют в скважину.

Технология обработки скважины состоит из следующих операций.

Оборудование и скважины обвязывают по схеме, приведенной на рис. 7.15.

Пар от ППУ подают одновременно с растворителем в подогреватель. Давление пара рекомендуется поддерживать не более 1,5 МПа, а температуру – не менее 200 °С. Растворитель в объеме 6 м³ подают в НКТ в область, расположенную ниже границы интенсивного выделения парафина из нефти, т.е. на глубину 2000–2100 м.

После закачки растворителя в НКТ скважину оставляют на "реагирование" в течение 2 ч, а затем запускают в работу. При ремонтных работах для очистки НКТ и эксплуатационной колонны рекомендуется поднять НКТ на глубину до 1000 м и выполнить циркуляционную промывку горячим растворителем в объеме 16–18 м³.

Основным показателем технико-экономической эффективности описанной технологии является увеличение межочистного периода скважины, а также изменение дебита нефти и газа в течение всего периода работы скважины.

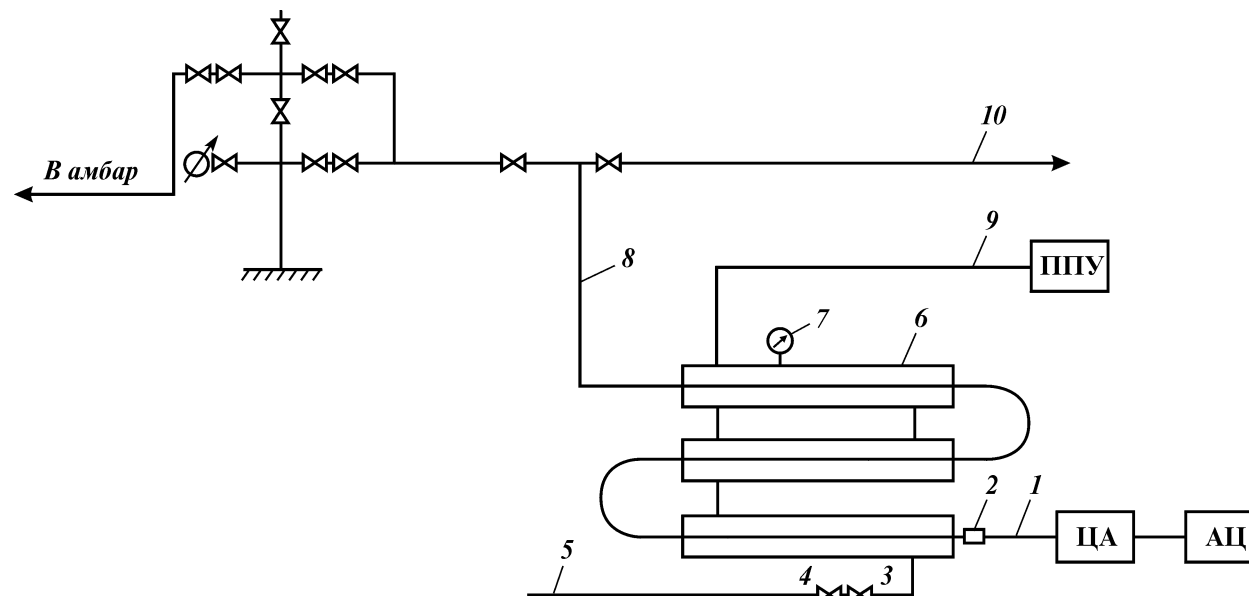


Рис. 7.15. Схема оборудования скважины при обработке горячим растворителем:
 1 – линия подачи растворителя; 2 – термокарман; 3 – регулирующая задвижка; 4 – обратный клапан; 5 – линия выхода отработанного пара; 6 – кольцевое пространство подогревателя; 7 – манометр; 8 – линия выхода горячего растворителя; 9 – паропровод от ППУ; 10 – выкидная линия

Таблица 7.11

Физико-химические свойства растворителей АСПО, применяемых в ОАО "Оренбургнефть"

Наименование растворителя	Содержание основных компонентов, % (по массе)				Вязкость при 20 °С, мПа·с	Температура, °С		Плотность при 20 °С, кг/м ³
	спирты	C ₅ +C ₆ , полимеры	ароматичес- кие углеводород ы	C ₈ и выше, полимеры, бензол, ацетон		начало кипения	конец кипения	
Бутан-бутиленовая фракция	35	До 10	45	До 10	0,7–0,95	58	94	700–750
Бутилен-дивидильная фракция	48	До 10	32	До 10	0,7–0,95	55	90	700–750
Бутил-бензольная фракция	–	5	65	30	1,1–1,2	150	210	850–875
Толуольная фракция	–	30	60	10	0,8–0,9	35	190	720–740
КОН	–	12	48	40	0,85	88	180	850–900
СНПХ-7-р-1	–	5–10	45–50	50–40	0,6	30	85	750–790
СНПХ-Гр-2	–	6	30	64	0,82	52	95	780–800
Д-7002	–	36	29	35	0,9–1,0	60–70	120–140	840–870
Фракция C ₆ –C ₈	–	8,5	71	20,5	1,0–1,1	65–75	130–150	850–890
Керосин	–	До 5	–	95	2–2,5	90	120	840–850
Полимерная фракция	3,23	–	34	–	0,8–0,9	60	310	850
ПЛ-10	–	1	90	3	0,7–0,85	110	195	855–870
Полимеры вторичного бутилового спирта	1,38	49,2	–	41,94	0,8–0,9	60	310	800
"Нефрас Ар 120/200"	–	1,5	50	48,5	0,7–0,85	120	200	865
ЛПСЕ5	–	–	60	30	0,7–0,8	35	230	750–900
Смола нефтяная Е-11	–	–	50	30	0,7–0,8	30	220	750–850

В табл. 7.11 приведены физико-химические свойства растворителей, применяемых на промыслах ОАО "Оренбургнефть".

Опыт применения зарубежного ингибитора ХТ-48 на месторождениях ОАО "Оренбургнефть". Реагент ХТ-48 представляет собой соединение азотистых ПАВ и смачивающих реагентов и является нефтерастворимым и диспергируемым в воде веществом. При добавлении в систему, содержащую отложения парафина, ХТ-48 проникает в кристаллическую липкую массу парафина, разрушая ее на отдельные частички. Последние обволакиваются неадгезионной пленкой, удерживающей частицы в виде суспензии в нефти.

Хотя реагент ХТ-48 не является растворителем парафина, специальные химические добавки, используемые при его изготовлении, способствуют его проникновению в твердую массу парафина, который он диспергирует.

Внедрение ХТ-48 на ряде месторождений с газовым фактором до $30 \text{ м}^3/\text{т}$ оказалось успешным.

Однако при использовании ХТ-48 в скважинах с большим газовым фактором получить увеличение межочистного периода не удалось. Причина этого состоит в вытеснении газом жидкостной прослойки между стенкой трубы и отложениями и упрочнении жесткой связи частиц, представляющих твердую фазу в отложениях.

Применение ингибитора ХТ-48 на промыслах НГДУ "Бузулукнефть" и "Бугурусланнефть" осуществлялось несколькими способами:

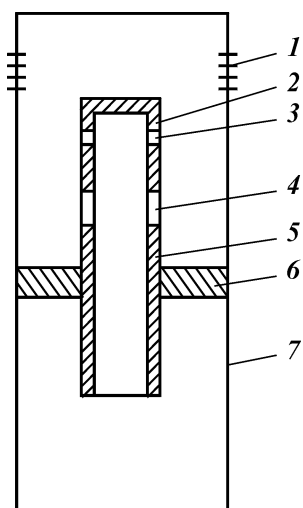
- непрерывная дозированная подача реагента через затрубное пространство с помощью дозирующих насосов;

- периодическая обработка насосно-компрессорных труб и выкидных линий;

- применение для обработки выкидных линий горячего раствора ХТ-48 в нефти с нагревом в подогревателях.

Способы подачи ингибитора в скважину и оценка их эффективности. Как отмечалось ранее, в ОАО "Оренбургнефть" получили применение несколько способов подачи ингибиторов в нефтяные скважины – периодический и подача в затрубное пространство устьевыми дозаторами.

Периодический способ предполагает разовую "задавку" в пласт определенного объема раствора насосным агрегатом через затрубное пространство скважины или НКТ без подъема оборудования. Такой способ прост, технологичен, однако, как отмечают исследователи, весьма дорог, так как непродолжителен по сроку действия. По данным работы [147], в первое время



после задавки выносятся вместе с добываемой жидкостью основное количество ингибитора.

Рис. 7.16. Дозатор гравитационного типа:

1 – фильтр; 2 – заглушка; 3 – отверстие диаметром 1,5 мм; 4 – отверстие диаметром 3 мм; 5 – штанг; 6 – державка; 7 – контейнер

Подача раствора в затрубное пространство устьевыми дозаторами требует монтажа дозирующих насосов, что не представляет технических трудностей. Но, как отмечают авторы работы [182] на основе проведенных исследований, затрубное дозирование требует также повышенного расхода реагента вследствие потери его активности при прохождении значительного столба газожидкостной

смеси от устья до башмака НКТ.

Наиболее целесообразной является скважинная подача ингибитора. При фонтанном способе добычи для этой цели могут использоваться несколько конструкций дозаторов, получивших применение в Башкортостане и Татарстане.

Дозатор гравитационного действия состоит из контейнера, собираемого из нескольких насосно-компрессорных труб, заполняемых ингибитором, и дозирующего устройства. Последнее представляет собой штанг с двумя отверстиями разного диаметра. Дозатор монтируется в конце колонны НКТ (рис. 7.16). Предполагается, что через отверстие большего диаметра пластовая жидкость поступает в контейнер и вследствие большей, чем у ингибитора плотности, осаждается на дно. При этом ингибитор поднимается вверх и вытесняется из контейнера через отверстие меньшего диаметра.

Объем реагента, а следовательно, и количество НКТ, образующих контейнер, выбирается исходя из планируемой дозы реагента и межремонтного периода работы фонтанной скважины.

Несмотря на простоту, указанный дозатор обладает весьма существенным недостатком: вытеснение реагента из контейнера происходит независимо от работы скважины. Это делает его неэкономичным. Последнее проявляется наиболее остро в периодически работающих скважинах.

Механические методы

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся АСПО на насосно-компрессорных трубах. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

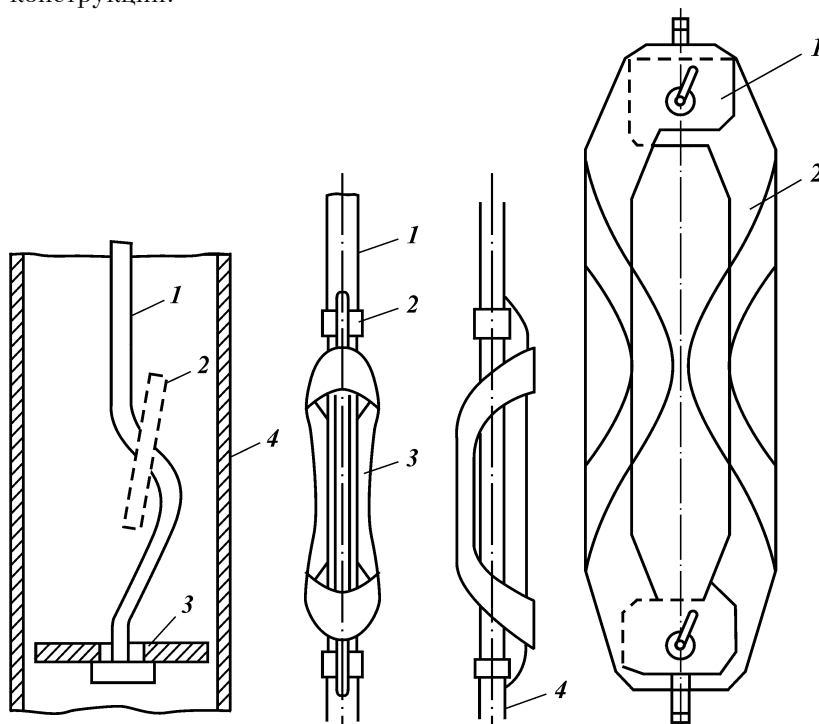


Рис. 7.17. Штанговый скребок для периодической очистки НКТ от парафина:

1 – штанга; 2 – диск в положении спуска; 3 – диск в положении подъема; 4 – очищаемые трубы

Рис. 7.18. Скребок:
1 – стержень; 2 – хомут; 3 – нож; 4 – утяжелитель

Рис. 7.19. Скребок с ножами переменного сечения:

1 – пластина; 2 – скребок

Одним из первых наших применений было скребковое устройство, состоящее из изогнутой штанги и скользящего по ней ножа-диска (рис. 7.17). Устройство опускалось в скважину на штангах или канате. В начале спуска нож поднимался до изогнутой части штанги и занимал в ней вертикальное

положение. Это обеспечивало свободный пропуск его в скважину. При подъеме диск опускался вниз и занимал горизонтальное положение, очищая со стенок НКТ АСПО. Скребок опускался на штангах или тартальном канате. Существенным недостатком такого метода очистки является его периодичность. Последнее не позволяет контролировать процесс и приводит к образованию пробок при очистке, заканчивающейся подъемом НКТ.

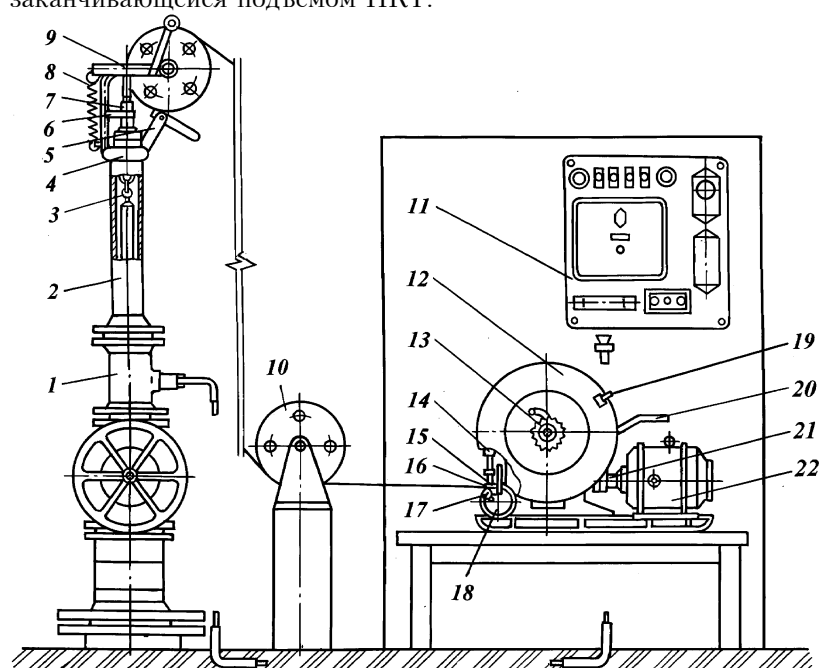


Рис. 7.20. Принципиальная схема депарафинизационной установки АДУ-3:
 1 – индукционный датчик ДИ-3; 2 – лубрикатор; 3 – скребок; 4 – хомут; 5 – кронштейн; 6 – грундбукса; 7 – уплотнитель; 8 – пружина; 9 – рычаг ролика; 10 – оттяжной ролик; 11 – блок управления; 12 – барабан лебедки; 13 – храповик; 14 – укладчик; 15 – кольца; 16 – пружина; 17 – головка; 18 – червяк; 19 – узел счетчика; 20 – рукоятка тормоза; 21 – муфта; 22 – электродвигатель

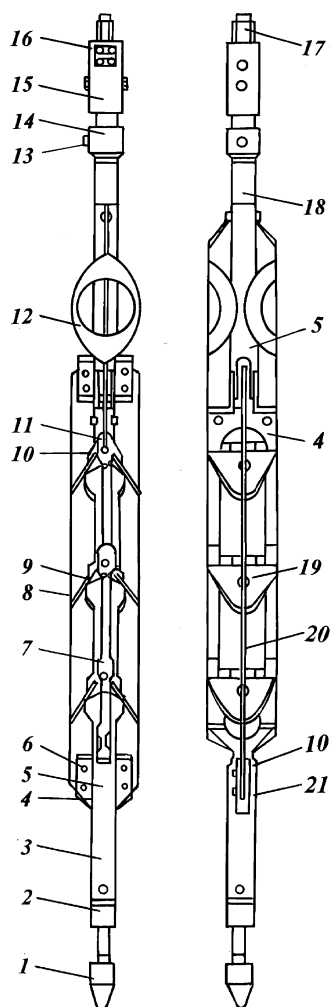
Скребки с боковой режущей частью (рис. 7.18) первоначально оснащались боковыми ножами постоянного сечения и по идее изобретателей должны были срезать парафин при движении скребка вниз и вверх. Скребки часто застревали, проволока, на которой они опускались, обрывалась, что создавало массу осложнений и заканчивалось подъемом труб. В

Рис. 7.21. Автоматический скребок б. УфНИИ:

1 – головка; 2 – возвратная пружина; 3, 18 – соответственно нижний и верхний штоки; 4 – державки; 5 – стержни; 6 – винт; 7 – клапанная рама; 8 – фиксаторная планка; 9 – клапаны; 10 – оси; 11 – крылья; 12 – ножи; 13 – винт; 14 – корпус замка; 15 – шарик; 16 – пружина замка; 17 – ловильная головка; 19 – пружина; 20 – планки; 21 – шарниры

конструкции скребков с ножами переменного сечения (рис. 7.19) ножи были выполнены раздвижными: при спуске они складывались, уменьшая поперечный габарит, при подъеме раздвигались. Спуск скребков осуществлялся ручными лебедками, что являлось длительной и трудоемкой операцией. В последние годы усилия инженеров и конструкторов были направлены на механизацию и автоматизацию этого процесса. Для этого ОФ "ВНИИКАнефтегаз" (Башкортостан) разработал комплекс устройств, включающих датчики контроля за перемещением скребка, временем его спуска, а также автоматическую лебедку. Комплекс получил название автоматизированной депарафинизационной установки и длительное время эксплуатировался (и сейчас эксплуатируется) на промыслах страны (рис. 7.20).

Одновременно продолжались работы по созданию скребков, принцип действия которых был основан на использовании энергии фонтанной струи. БашНИПИнефть разработал конструкцию автоматического "летающего" скребка (рис. 7.21). Скребок оснащался ножами-крыльями, которые складывались при движении вниз и раскрывались при движении вверх. Этим и обеспечивалась подъемная сила скребка. Переключение скребка на спуск и подъем обеспечивалось концевыми верхним и нижним



переключателями, установленными соответственно в устьевой арматуре и колонне НКТ. Для нормальной работы "летающего" скребка требовалась тщательная подготовка внутренней поверхности НКТ, устранение выступов, заусенцев, овальности труб, что приводило к заклиниванию. Это накладывало ограничение на широкое применение "летающих" скребков.

Применение гладких защитных покрытий

Исследованиями ученых БашНИПИнефти и ТатНИПИнефти установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн является одним из факторов, способствующих образованию отложений АСПО.

По данным работы [43], отложения парафина возрастают с увеличением шероховатости поверхности. Установлено, что чем выше шероховатость поверхности, тем интенсивнее парафинообразование.

Дальнейшие исследования показали, что на гладкой поверхности, образованной из лаков, стекла, эмали, отложения незначительны.

В результате промысловых экспериментов была установлена эффективность применения НКТ с покрытиями из различных материалов в скважинах Туймазинского месторождения. Также были получены данные о механической и эксплуатационной надежности насосно-компрессорных труб с покрытием разных видов (табл. 7.12).

Известно, что при эксплуатации в промысловых условиях НКТ подвергаются при перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Испытания показали, что этим условиям наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями.

Стеклоанное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Последнее ведет к образованию стеклянных пробок в колонне НКТ и заклиниванию насосов. Кроме того, технология образования стеклянных и эмалевых покрытий предполагает нагрев труб до 700–800 °С, что вызывает необратимые процессы в структуре металла и расплавление вершин резьб. Последнее приводит к уменьшению прочности резьбового соединения труб и провоцирует обрывы.

На промыслах ОАО "Оренбургнефть" были опробованы насосно-компрессорные трубы с покрытиями из бакелитового лака, бакелитоэпоксидной композиции, эпоксидного лака и стеклоэмали.

В НГДУ "Бузулукнефть" в 210 скважин были опущены трубы с эпоксидным покрытием, в четыре скважины – трубы, футерованные стеклоэмалью. Опыт их эксплуатации показал, что лучшими свойствами для применения в промысловых условиях обладают трубы с эпоксидным и стеклоэмалевым покрытиями.

Применение футерованных лифтов в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН, особенно эффективно, так как спуск скребка в скважину с большим дебитом затруднителен, а зачастую невозможен. Для спуска скребка насос необходимо остановить, но и это не исключает подбросов, запутывания проволоки и других осложнений, в ряде случаев заканчивающихся подземным ремонтом.

Таблица 7.12

Результаты испытания труб с различными покрытиями

Показатель	Покрытие	Характер разрушения при действии силы
Растяжение ¹ , кН: 160/100 172/163 325/200	Стекло Эмаль Эпоксидный компаунд	Трещина по окружности на концах образца То же Разрушение происходит только вместе с телом образца между 8–11 нитками резьбы
Сжатие ¹ , кН: 280/242* 288/191 550/540	Стекло Эмаль Эпоксидный компаунд	Трещины по окружности в средней части Выкрашивание на концах образца Разрушение вместе с телом образца
Изгиб (стрела прогиба) ¹ , мм: 4,1/3,9* 4,0/2,5 50,0/50,0	Стекло Эмаль Эпоксидный компаунд	Трещины по окружности Выкрашивание в зоне сжатия Разрушение не происходит
Удар (работа свободного падения), Дж: 37,5 50,0 170,0	Стекло Эмаль Эпоксидный компаунд	Лучевые трещины, сходящиеся в центре удара; выкрашивание стекла Выкрашивание в центре удара Разрушение не происходит; незначительное отслаивание и легкое побеление слоя покрытия
Твердость (по шкале Мооса): 5 6	Стекло Эмаль	Значительная царапина Легкая царапина

Продолжение таблицы 7.12		
3	Эпоксидный компаунд	Глубокая царапина
Термостойкость, °С:	Стекло	Трещины по окружности при охлаждении водой
300	Эмаль	Разрушение не происходит
400	Эпоксидный компаунд	Разложение и размягчение покрытия
200		
Примечания: 1. В числителе даны максимальные значения показателя, в знаменателе – минимальные. 2. Толщина слоя при однослойном покрытии для стекла составляет 1,2–1,8 мм, для эмали – 0,1–0,3 мм, для эпоксидного компаунда – 0,3–0,5 мм.		

Многократные отключения для спуска скребка и последующие включения пагубно отражаются на работе погружного электродвигателя. Опыт показывает, что применение футерованных лифтов приводит к увеличению межремонтного периода работы скважин на 30–40 %. Спускоподъемные операции с футерованными трубами не отличаются от аналогичных операций с обычными трубами. Необходимо только снизить скорость спуска и подъема труб до 0,25 м/с.

Следует иметь в виду, что в стыковых соединениях труб, не защищенных специальными футерованными кольцами, откладывается парафин. Поэтому установка колец в таких лифтах обязательна.

Остеклованные насосно-компрессорные трубы не нашли широкого применения на промыслах ОАО "Оренбургнефть" из-за частого разрушения покрытия вследствие отсутствия достаточной адгезии стекла с металлом, а также из-за большой чувствительности к ударам и изгибам.

Нагрев трубы при нанесении покрытия ведет к ее деформации. В процессе приложения нагрузки при спуске трубы в скважину она выпрямляется, вызывая сколы стекла и разрушение покрытия. Эти недостатки отсутствуют у трубы с эпоксидным покрытием. Кроме того, такое покрытие наносится при нагреве трубы до температуры 100–150 °С, поэтому нарушения в структуре металла трубы и деформации не происходят. Этим объясняется внедрение труб с эпоксидным покрытием на промыслах Оренбуржья.

Однако недостаточная термо- и морозостойкость эпоксидных смол является сдерживающим фактором их широкого применения.

С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются.

Большое сопротивление истиранию, низкая тепло- и электропроводность открывают большие перспективы внедрения труб с эмалевым покрытием.

7.4. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШСНУ

Парафинообразование в скважинах, оборудованных штанговыми насосами, имеет некоторые особенности. Они заключаются в следующем:

- в области приема ШГН происходит снижение давления и начинается интенсивное газоотделение, которое сопровождается выпадением парафина;

- парафин откладывается на фильтре насоса, уменьшая его полезное сечение, а значит ухудшая поступление жидкости в насос и снижая его подачу;

- парафин прилипает к седлам и клапанам, ухудшая герметичность этой пары, что приводит к утечкам части жидкости из цилиндра;

- парафин откладывается в зазоре между цилиндром и плунжером, приводя к заклиниванию последнего;

- парафин осаждается на штангах, увеличивая их массу и значение сил гидравлического сопротивления при их перемещении;

- парафин откладывается на НКТ, уменьшая свободное сечение для движения добываемой жидкости и увеличивая нагрузку на головку балансира и штанги; последнее приводит к увеличению обрывности штанг.

По данным работы [82], масса колонны штанг с отложившимся на ней парафином увеличивается в среднем на 600 кг, а количество отказов насоса, связанных с заклиниванием плунжера в цилиндре из-за парафина, достигает 72 % общего числа отказов насоса.

Таким образом, борьба с парафиноотложением в скважинах с ШГН требует новых технологических и технических решений, хотя основные направления остаются такими же, как и в фонтанных скважинах.

Термические методы

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают:

промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Технология промывки горячей нефтью не отличается от описанной для фонтанной скважины. Разновидностью является использование промывки одновременно с работой штангового насоса. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины.

С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель добавляют химические реагенты.

Пропарка острым паром преимущественно используется для очистки приустьевой зоны скважины, а также арматуры и манифольдов.

Проведение этой операции имеет свои особенности. Во-первых, возможно образование парафиновых пробок вследствие накопления отделившегося парафина, устранение которых потребует дополнительной работы. Поэтому следует предусмотреть циркуляцию жидкости для выноса отложений. Во-вторых, пропарка поднятого из скважины оборудования – труб, штанг, насосов и т.д. – должна проводиться в закрытых кассетах. Это позволяет экономить тепло и утилизировать отложения. Последнее весьма важно с точки зрения охраны окружающей среды.

Электродепарафинизация в скважинах с УШГН в настоящее время приобрела несколько технических решений.

1. Использование серийной установки типа УЭС-1500, требующей подъема оборудования из скважины, спуска электронагревателя и его подъема с последующим спуском насосного оборудования. Это нерационально, так как вызывает длительный простой скважины.

2. Применение малогабаритного электронагревателя, спускаемого в затрубное пространство с помощью установки типа УЭС-1500. Диаметр нагревателя 29 мм, мощность 9,45 кВт, температура нагрева 125 °С, давление среды 15 МПа. Технология спуска не отличается от принятой для спуска глубинного манометра.

3. Применение над- и поднасосных нагревателей индукционного типа, монтируемых на приеме насоса или над ним и работающих одновременно с насосом.

Особенностью технологии является использование силового кабеля от погружных центробежных насосов для подачи напряжения к индукционному нагревателю. Спуск кабеля производится по технологии, принятой для УЭЦН.

Химические методы

Объем применения химических методов в настоящее время значителен по причине простоты их осуществления и технологической эффективности. Что касается экономической эффективности, то этот вопрос должен решаться индивидуально для каждого применяемого химреагента и выбранной технологии его подачи в скважину.

Рассмотрим применяемые технологии подачи ингибиторов в скважины, эксплуатируемые УШГН.

Периодическая заправка ингибитора в пласт не отличается по технологии от применяемой для фонтанных скважин. Наиболее рациональной по времени является заправка через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования. Отрицательные качества этой технологии приведены ранее.

Дозированная подача в затрубное пространство может осуществляться как автономными дозировочными насосами, так и насосами с приводом от станка-качалки.

Так, для затрубной подачи реагента в ОАО "Оренбургнефть" были приобретены дозировочные насосы австрийского производства с приводом от балансира станка-качалки.

Инженерами объединения была разработана схема монтажа насоса-дозатора (рис. 7.22), которая включает тягу 3 и кривошип 10, связанные с балансиrom СК и сообщающие поршню насоса возвратно-поступательное движение. Реагент из емкости 2 через линию 9 подается в затрубное пространство 8 скважины.

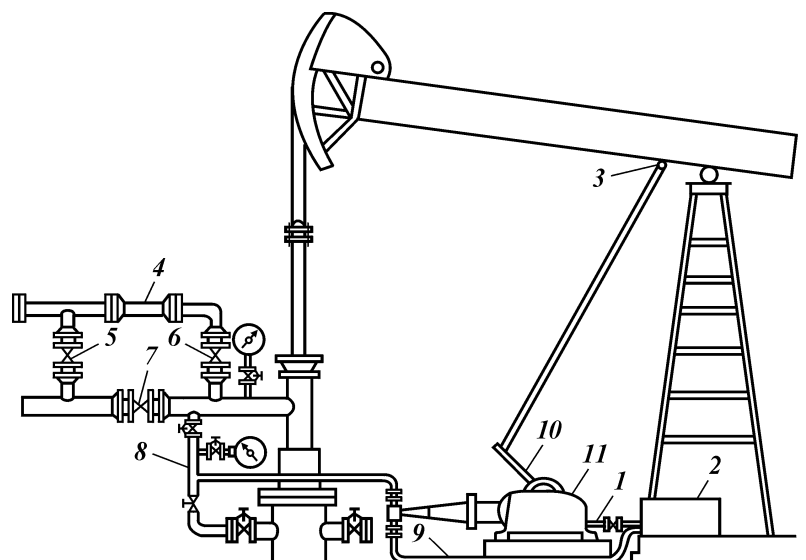


Рис. 7.22. Устьевой дозатор с приводом от СК:

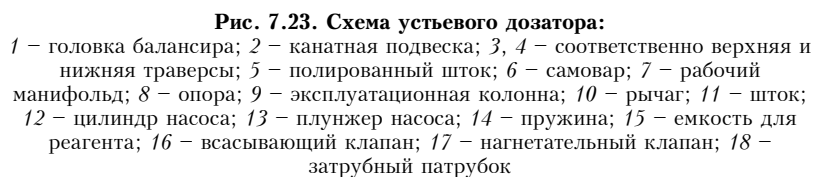
1 – приемный трубопровод; 2 – емкость с ингибитором; 3 – крепление тяги к балансиру СК; 4 – катушка; 5, 6, 7 – задвижки; 8 – линия перепуска жидкости в затрубное пространство; 9 – нагнетательная линия; 10 – кривошип; 11 – насосдозатор

Максимальная производительность насоса составляет 0,4 л/ч (9,6 л/сут). При подаче концентрированного ингибитора схема позволяет уменьшить дозу за счет перепуска некоторого объема обратно в емкость 2.

Существенным недостатком ингибитора ХТ-48 является значительное повышение его вязкости при понижении температуры в зимнее время. Поэтому в зимнее время готовят 2,5%-ный раствор ХТ-48 с пресной водой, нагретой до 60–70 °С, и насосным агрегатом закачивают его в затрубное пространство при работающем глубинном насосе, создавая циркуляцию.

По результатам промысловых испытаний показана достаточная надежность и эффективность подачи ингибитора парафиноотложения в скважину, оборудованную ШСНУ.

Авторы работы [82] приводят описание дозатора с приводом от станка-качалки, разработанного в УГНТУ. Он включает в себя следующие узлы и детали (рис. 7.23): опору 8, всасывающий клапан 16, нагнетательный клапан 17, цилиндр 12, плунжер 13, пружину 14, шток 11.



Всасывание и нагнетание реагента осуществляются плунжером 13, получающим возвратно-поступательное движение от рычага 10 траверсы канатной подвески, воздействующего на шток 11, пружиненного плунжера. Плунжер перемещается в цилиндре 12. Плунжер и цилиндр являются готовым изделием, заимствованным из системы подачи топлива автомобиля "КамАЗ", и представляют собой притертую пару.

Дозатор после сборки монтируется на колонном фланце скважины. Для этой цели к опоре 8 предварительно приваривается дугообразная пластина с отверстиями под шпильки колонного фланца.

Положение дозатора на колонном фланце выбирается в соответствии с размещением станка-качалки и сальника-самовара.

Емкость с реагентом также размещается произвольно в зависимости от наличия свободного места на устье скважины.

После установки дозатора и емкости производится их обвязка по месту.

Перед пуском в работу следует определиться с дозировкой химреагента.

Производительность дозатора q определяется по формуле

$$q = \frac{\pi d^2}{4} S n, \quad (7.12)$$

где d – диаметр поршня, см; S – длина хода поршня, см; n – число ходов поршня в минуту, мин^{-1} .

Параметр n равен числу ходов станка-качалки. Параметр S устанавливается при монтаже перемещением цилиндра 12 в опоре 8.

Дозатор работает следующим образом.

На канатной подвеске монтируется рычаг, который при ходе вниз головки балансира станка-качалки воздействует на подпружиненный шток и связанный с ним плунжер 13. Длина хода вниз определяется высотой установки цилиндра в опоре 8. Ход вверх осуществляется самопроизвольно под действием пружины 14.

Реагент подается следующим образом. Заполнение дозатора реагентом производится при перемещении плунжера вверх через всасывающий клапан 16 и присоединенную к нему емкость с реагентом. Нагнетание реагента в затрубное пространство происходит при ходе головки балансира вниз с рычагом, воздействующим на шток дозатора. Реагент выбрасывается через нагнетательный клапан 17.

Задачей технолога является выбор дозировки реагента в зависимости от физико-химических свойств жидкости. Зная значение дозировки, которое представляет производительность насоса q , требуемую длину хода плунжера дозатора S можно определить по формуле

$$S = \frac{q}{\pi d^2 n}. \quad (7.13)$$

При этом число ходов станка-качалки n заранее устанавливается.

Выше было указано, что длина хода регулируется перемещением цилиндра в опоре 8.

При использовании химреагентов, вязкость которых повышается при снижении температуры, предусматривается в емкости для реагентов монтировать змеевик, сообщающийся с рабочим манифольдом скважины. Это позволит поддерживать в емкости температуру добываемой жидкости.

Исследования, проведенные Л.С. Капланом с целью оценки технологической эффективности различных способов подачи реагентов в скважину, позволяют считать метод затрубного дозирования малоэффективным.

Указывается, что при подаче в затрубное пространство химреагент проходит столб газожидкостной смеси, достигающий сотни, а иногда и тысячи метров, и снижает свою активность. С целью достижения эффекта приходится увеличивать дозу реагента, что при его высокой стоимости отражается на себестоимости добычи нефти.

Дозатор на канатной подвеске – одно из изобретений последних лет, основанное на эффекте "зависания" штанг при откачке вязких эмульсий. Именно в этот момент начинается подача химреагента дозировочным насосом, монтируемым на канатной подвеске и состоящим из цилиндра, поршня, всасывающего и нагнетательного клапанов (рис. 7.24). Поршень насоса связан с колонной штанг, цилиндр – с канатной подвеской. При "зависании" штанг происходит отставание движения поршня в цилиндре, за счет чего и происходит выталкивание химреагента из цилиндра в нагнетательный трубопровод и затрубное пространство скважины.

При ходе головки балансира вверх связанный с траверсой канатной подвески цилиндр перемещается вверх, создавая разрежение. За счет этого химреагент из емкости поступает в цилиндр.

Применение дозаторов подобного типа может оказаться целесообразным на скважинах, откачивающих очень вязкую эмульсию, а также при использовании дорогостоящего химреагента.

Исследования показали, что наиболее эффективным является способ подачи химреагента непосредственно на прием насоса.

Для этой цели созданы скважинные дозаторы различной конструкции и принципа действия.

В НПО "Нефтепромхим" разработан скважинный дозатор ДГ-02/25, работа которого осуществляется за счет деформации насосно-компрессорных труб при действии штангового насоса.

Для этой цели дозатор (рис. 7.25) снабжен фонарем 1, опирающимся на обсадную колонну и связанным с перемещающейся втулкой 2, имеющей выступы. Последние при деформации НКТ воздействуют на водило 3, которое сообщает плунжеру 16 возвратно-поступательное движение. При этом осуществляется всасывание и нагнетание химреагента из контейнера 14 в область приема ШГН.

Недостатком данной конструкции является применение фонарей, которые в скважинах могут оказаться прихваченными отложениями парафина, солей, мехпримесей, что приведет к осложнениям при извлечении насоса.

Проведенный анализ показал, что многие из дозаторов известных типов не отвечают главным условиям их применения в скважинах – простоте, надежности и экономичности.

Так, основным недостатком дозаторов, работающих за счет деформации насосно-компрессорных труб, являются сложность

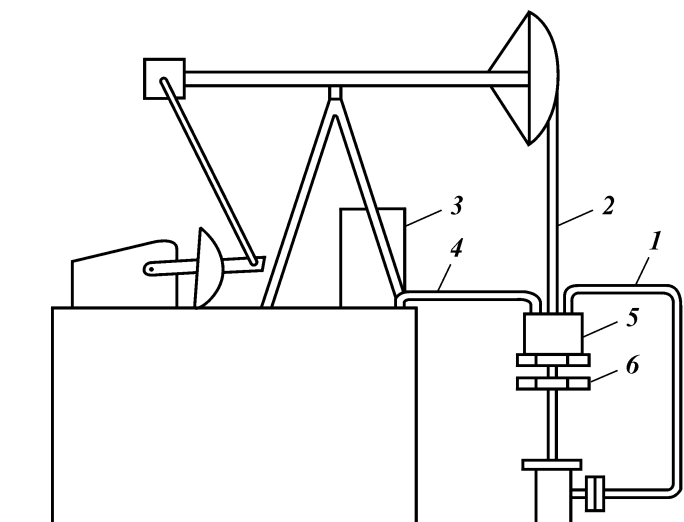


Рис. 7.24. Установка для подачи жидких реагентов в скважину:

1 – нагнетательный трубопровод; 2 – канатная подвеска; 3 – емкость; 4 – всасывающий трубопровод; 5 – дозировочный насос; 6 – траверса канатной подвески

конструкции, необходимость посадки корпуса дозатора с помощью якоря, что само по себе является трудоемкой операцией. При этом не исключаются повреждение обсадной колонны и заклинивание дозатора вместе с насосом.

Дозаторы гидростатического типа дозируют реагент независимо от работы насоса, т.е. непрерывно, что делает неэкономичным их применение, особенно в периодически работающих скважинах.

Дозаторы так называемого эжекторного типа труднорегулируемы.

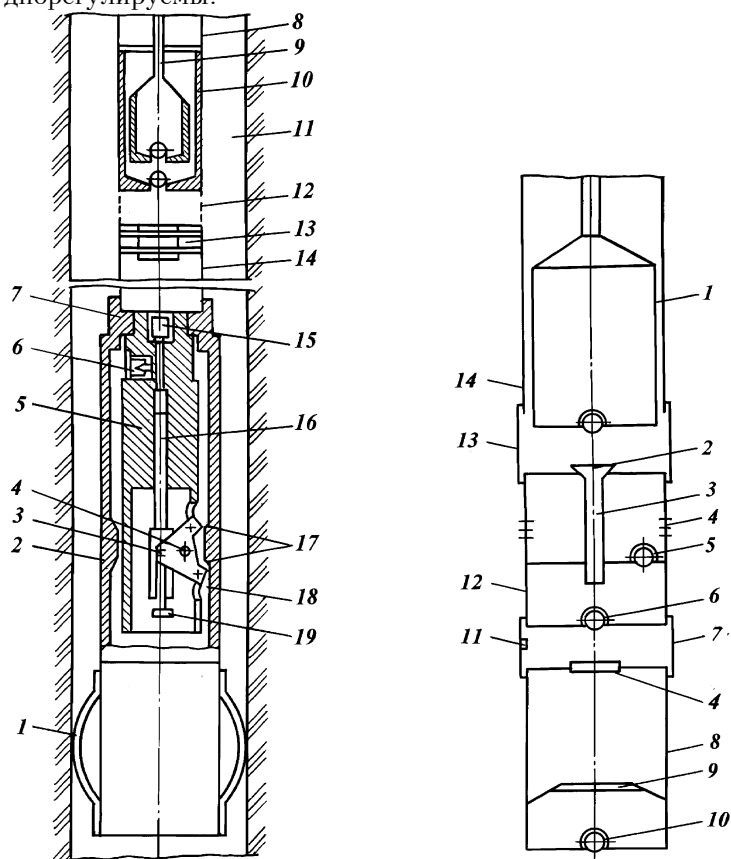


Рис. 7.25. Глубинный дозатор ДГ-02/25:

1 – фонарь; 2 – втулка; 3 – водило; 4 – ось; 5 – цилиндр; 6 – нагнетательный клапан; 7 – корпус; 8 – НКТ; 9 – штанги; 10 – насос; 11 – обсадная колонна; 12 – фильтр; 13 – разделительный поршень; 14 – контейнер; 15 – всасывающий клапан; 16 – плунжер дозатора; 17 – выступы; 18 – ролик; 19 – регулировочный винт

Рис. 7.26. Установка для добычи и внутрискважинной обработки нефти:

1 – насос; 2 – тарельчатый клапан; 3 – плунжер; 4 – фильтр; 5 – нагнетательный клапан; 6 – всасывающий клапан; 7 – корпус; 8 – контейнер; 9 – разделительный поршень; 10 – обратный клапан; 11 – заливная пробка; 12 – накопительная камера; 13 – переводник; 14 – цилиндр

На нефтяных месторождениях Башкортостана и Татарстана в последние годы внедряются скважинные дозаторы новой конструкции, совмещенные со штанговым насосом вставного и невставного типов. Схема дозатора для невставного насоса приведена на рис. 7.26.

Дозатор состоит из дозирующего узла и контейнера. Дозирующий узел включает в себя плунжер 3, клапаны – всасывающий 6 и нагнетательный 5, накопительную камеру 12 и фильтр 4.

Контейнер 8 представляет собой колонну насосно-компрессорных труб, количество которых определяется расчетным объемом химреагента. Последняя снизу труба снабжается заглушкой с обратным клапаном 10, а выше нее устанавливается разделительный поршень.

Дозатор выполняется в виде автономного модуля и присоединяется к цилиндру трубного штангового насоса.

Конструктивной особенностью описываемого дозатора, отличающей его от известных, является совмещение всасывающего клапана насоса с дозирующим узлом дозатора. Это обеспечивает его синхронную работу с насосом и дозировку реагента только при работе последнего.

Для этой цели была изменена конструкция всасывающего клапана насоса: вместо шара была применена тарелка со штоком, который выполняет функцию плунжера дозирующего узла.

Монтаж дозатора производится следующим образом. В мастерских демонтируется серийный шариковый клапан насоса и к его цилиндру присоединяется модуль дозирующего узла. После сборки насос опрессовывается совместно с дозирующим узлом и вывозится на скважину.

На устье скважины монтаж начинается со спуска контейнера, причем в первую трубу снизу вставляется разделительный

поршень 9 и труба закрывается заглушкой с обратным клапаном 10.

Затем обычным способом опускают расчетное количество труб, последняя из которых присоединяется к дозирующему узлу, соединенному с цилиндром насоса. Перед этим из цилиндра извлекают плунжер.

После спуска контейнера и цилиндра насоса с дозирующим узлом по известной технологии опускают плунжер на штангах и насос запускают в работу.

Дозатор работает так. В период всасывания тарельчатый клапан 2 поднимается и жидкость через фильтр 4 поступает в цилиндр насоса. При этом перемещается жестко связанный с тарелкой шток-плунжер 3, создавая разрежение в накопительной камере 12, под действием которого открывается всасывающий клапан 6 дозирующего узла, впуская в накопительную камеру порцию реагента.

В период нагнетания (ход плунжера насоса вниз) клапан 2 закрывается, шток-плунжер 3 опускается, вытесняя заполнивший камеру 12 реагент через нагнетательный клапан 5 на прием насоса.

Длина хода тарельчатого клапана регулируется набором шайб, устанавливаемых под его седлом.

Последнее влияет на производительность дозирующего узла, которая регламентируется местными условиями.

В процессе эксплуатации скважинная жидкость поступает в контейнер через обратный клапан и, воздействуя на разделительный поршень 9, оттесняет химреагент к всасывающему клапану 6. Этим обеспечивается постоянная и равномерная дозировка химреагента.

Использование дозирующего узла только в период работы насоса делает дозатор весьма экономичным и увеличивает межремонтный период его эксплуатации.

Результаты внедрения дозатора показали: в скв. 747 он работал без подъема 655 сут, в скв. 1815 – 530 сут. Причем в скв. 747 до спуска дозатора были проведены три ремонта, а после спуска – ни одного, по скв. 1815 до спуска дозатора – один ремонт, после спуска – ни одного.

Увеличились и коэффициенты подачи насосов: по скв. 747 от 0,48 до 0,76, по скв. 1815 – от 0,13 до 0,72.

Подобная конструкция скважинного дозатора создана и для вставного штангового насоса [83].

Механические методы

Эти методы в скважинах, эксплуатируемых ШСНУ, получили воплощение в виде скребков различной конструкции, укрепляемых на колонне штанг.

Вначале это были фигурные скребки, изготавливаемые из насосно-компрессорных труб или листовой стали длиной 240–250 мм. Скребки укреплялись на штангах хомутами с интервалом между центрами их расположения, равным длине хода.

Скребки оказались ненадежными в эксплуатации: сминались при транспортировке, перемещались по колонне штанг, значительно утяжеляли колонну.

Положение улучшилось после разработки новой технологии, предусматривающей применение пластинчатых скребков со штанговращателями (рис. 7.27).

Пластинчатые скребки представляли собой пластину со скошенными концами, выполняемую из листовой стали толщиной 2,5–3,0 мм и длиной 450–500 мм, укрепляемую на штангах хомутами. Все скребки на штангах крепились в одной плоскости. Количество скребков n рассчитывалось по формуле

$$n = \frac{h_i + 50}{S + l_i}, \quad (7.14)$$

где h_n – глубина начала отложения парафина, м; S – длина хода полированного штока, м; l_n – длина пластины, м.

Очистка труб от парафина производилась торцевой поверхностью при повороте скребка на некоторый угол и одновременном перемещении колонны штанг вниз. Вращение колонны штанг со скребками осуществляется штанговращателем, представляющим собой диск с выполненными на его поверхности зубьями (рис. 7.28). Диск крепится на полированном штоке и получает крутящий момент от двигателя, рычаг которого взаимодействует с упором, установленным на устье скважины.

Рис. 7.27. Скребок пластинчатый:
1 – штанга; 2 – хомут; 3 – пластина

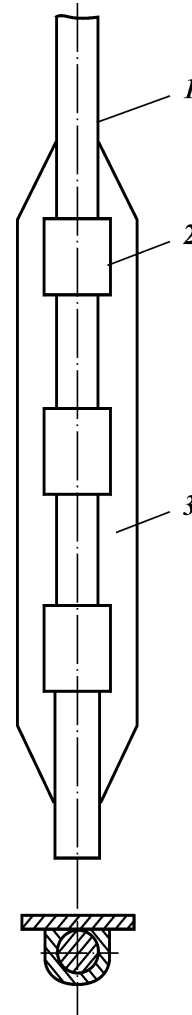
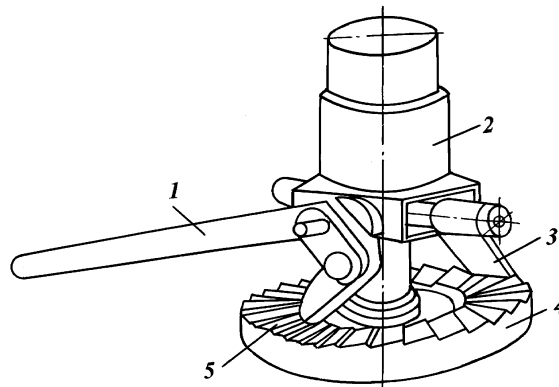


Рис. 7.28. Штанговращатель:
1 – рычаг; 2 – корпус; 3 – стопор; 4 – диск; 5 – двигатель



За один ход полированного штока штанговращатель поворачивает колонну на определенный угол, значение которого пропорционально количеству зубьев. От обратного поворота колонну штанг предохраняет стопор.

Минимальное количество поворотов колонны штанг в сутки

$$W = 1440k / C, \quad (7.15)$$

где k – число ходов штока в мин; C – число зубьев штанговращателя.

Отсутствие не очищенных от парафина участков на внутренней поверхности труб возможно в том случае, если повороту диска штанговращателя на один зуб будет отвечать перемещение скребковой пластины на величину, равную ее толщине. Тогда участки поверхности труб, не обработанные гранями пластинчатого скребка, будут очищены от парафина торцевыми частями скребка.

Поэтому при толщине скребка δ число зубьев штанговращателя при его проектировании

$$C = \pi d / \delta, \quad (7.16)$$

где d – внутренний диаметр подъемных труб, мм.

Так, для труб диаметром 62 мм и $\delta = 3$ мм

$$C = 3,14 \cdot 62 / 3 = 65 \text{ зубьев.}$$

Опыт показывает, что применение пластинчатых скребков не исключает и использование других способов – промывок, термообработок, ингибиторов, а их отсутствие сокращает межремонтный период работы скважины даже при проведении указанных обработок.

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах методом напрессовки укрепляются пластиковые конические скребки. Они одновременно выполняют роль центраторов. Опыт их применения пока в достаточной степени не накоплен для обоснованного вывода, однако по некоторым скважинам получены удовлетворительные результаты.

Применение труб с покрытиями

Трубы с покрытиями в скважинах, эксплуатируемых ШСНУ, получили ограниченное применение. Это объясняется весьма напряженными условиями работы, которые выражаются в следующем:

вследствие механического контакта колонны штанг с трубами покрытие истирается;

при возвратно-поступательном движении штанг возникают знакопеременные нагрузки на НКТ, которые вызывают разрушение покрытия.

Положение не улучшает и применение центраторов различной конструкции.

Опыт эксплуатации труб с покрытиями в различных нефтяных регионах в целом показал неэффективность их применения в скважинах с ЭЦНУ.

Особенно это касается остеклованных покрытий, которые, разрушаясь, создают в трубах пробки, а в насосе – заклинивание плунжера в цилиндре. И первое, и второе требует подъема оборудования.

7.5. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЦНУ

Характер парафинообразования в скважинах, эксплуатируемых ЭЦНУ, аналогичен ранее описанному при фонтанной эксплуатации.

Однако следует учесть, что вследствие технологических особенностей ЭЦНУ, не допускающих газосодержания на приеме (не более 0,25), приходится поддерживать соответствующее давление на приеме.

Но это давление всегда ниже давления насыщения и поэтому не исключены случаи выпадения парафина в области забой – прием насоса.

В процессе работы узлы ЭЦНУ нагреваются, что также оказывает влияние на интенсивность отложений на них. В области приема насоса отложения парафина усиливаются.

Парафинообразование в НКТ не имеет существенных отличий от фонтанных скважин. Только точка начала образования отложений оказывается сдвинутой вверх от выкида насоса на расстояние, равное снижению давления в подъемнике до давления насыщения.

В высокодебитных скважинах при высоких скоростях движения жидкости в трубах толщина отложений имеет меньшее значение вследствие срыва некоторой части отложений потоком жидкости.

Рассмотрим применяемые методы борьбы с отложениями в этой категории скважин.

Тепловые методы

Технология применения тепловых методов основана на промывках горячей жидкостью с помощью АДП-160 путем обратной промывки. Особенность этой технологии для скважин с ЭЦНУ состоит в том, что температура промывочной жидкости не должна превышать предельную температуру, установленную для

кабеля погружного электродвигателя. Для отечественных ПЭД – это 70–80 °С.

Химические методы

Технология химических методов не отличается от применяемой в фонтанных скважинах. Она включает задавку ингибитора в пласт и подачу в затрубное пространство устьевыми дозаторами.

Задавка ингибитора в пласт требует создания значительного давления, что опасно с точки зрения воздействия на кабель и погружной двигатель. Поэтому в каждом случае применения такого воздействия следует согласовывать проведение технологии с техническими условиями на эксплуатацию ЭЦНУ.

Использование скважинных дозирующих устройств в скважинах с ЭЦНУ возможно, но при условии отказа от сочленения контейнера с химреагентом с ЭЦНУ. Это объясняется тем, что при этом возникают дополнительные нагрузки, которые могут достигать 2000 кг и станут опасными для резьбовых и фланцевых соединений элементов ЭЦНУ.

В отдельных случаях могут быть рекомендованы скважинные дозаторы гравитационного действия, но они должны устанавливаться автономно путем крепления к эксплуатационной колонне на пакерах различной конструкции.

Заслуживает внимания описанный в работе [85] дозатор для скважин с ЭЦНУ, в котором использован твердый химреагент. Дозатор состоит из трех секций, которые заполняют гранулами различной крупности (рис. 7.29): мелкие заполняют нижнюю секцию *III*, средние – секцию *II*, крупные – секцию *I*. Корпус дозатора крепится к низу компенсатора ПЭД.

Добываемая жидкость, поднимаясь к приему насоса, проходит через сердечник 6, омывая гранулы и насыщаясь ингибитором. По мере растворения гранулы из верхних секций перемещаются в нижние, что обеспечивает равномерный и рациональный расход реагента. Период ингибирования при массе ингибитора в контейнере 12 кг составляет 6–8 мес.

В некоторых нефтяных районах применяют такой способ борьбы с парафином.

Рис.7.29. Дозатор с твердым реагентом:
 I, II, III – секции дозатора; 1 – окно; 2 – сетка;
 3, 4, 5 – тарелки; 6 – перфорированный сердечник

Скважину останавливают, и в насосно-компрессорные трубы, отложения парафина в которых достигли критического значения, заливается ингибитор и выдерживается там некоторое время. Количество ингибитора определяется опытным путем и может составлять от 0,1 до 1,0 кг на 1 м³ жидкости, а время выдержки – от 2 до 4 ч. Затем ЭЦНУ запускают в работу, и высокоскоростным потоком жидкости АСПО выносятся из скважины.

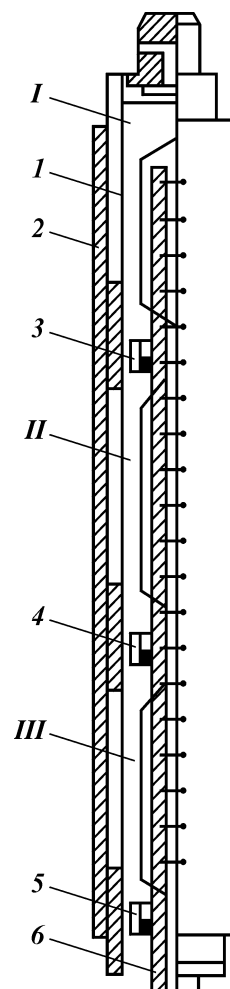
Механические методы

В скважинах, эксплуатируемых ЭЦНУ, используются те же механические способы, что и в фонтанных скважинах: раздвижные и "летающие" скребки. Некоторым отличием является то, что обрывы проволоки, на которой подвешен скребок, и его застревание в скважине препятствуют разрушению сливного клапана и выпуску жидкости из НКТ перед подъемом. Последнее осуществляется, как известно, сбрасыванием металлической штанги.

В таких случаях приходится осуществлять подъем НКТ с жидкостью, что является большим осложнением. Поэтому к прочности скребковой проволоки должны предъявляться повышенные требования. Также следует исключить случаи застревания "летающих" скребков, а если этого добиться не удастся, то лучше отказаться от их применения.

Применение труб с покрытиями

Технология этого метода аналогична технологии метода, применяемого в фонтанных скважинах. Следует полностью отказаться от спуска остеклованных НКТ, так как разрушение остеклованного покрытия и осаждение его в области выкидной



части насоса ведут к образованию пробок, а часто и к заклиниванию насоса.

7.6. ХИМИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЕМ, РАЗРАБОТАННЫЕ И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

Инженерами совместно с учеными ряда институтов были разработаны и используются с положительным эффектом более 20 химических реагентов, отмеченных авторскими свидетельствами и патентами на изобретения.

Охарактеризуем лишь некоторые из них.

1. Состав для предотвращения отложений парафина (а.с. № 589246) приготовлен на основе водных растворов полиэлектролита с метилфосфоновой группировкой и силиката натрия. Защитный эффект составляет до 90 %.

2. Состав для предотвращения отложений парафина, содержащий силикат натрия, амфотерный полиэлектролит с метилкарбоксильной группировкой и водой (а.с. № 618397). Защитный эффект по результатам испытаний составляет 30 мин – до 90 %, через трое суток – до 66 %.

3. Химреагент, включающий силикат натрия, воду, водорастворимый полиэлектролит, полимерную аминокислоту (а.с. № 675064).

4. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, содержащий отход производства вторбутилового спирта процесса гидратации бутилена в присутствии серной кислоты со стадии гидролиза.

Предполагаемый состав по эффективности превосходит известные: при оптимальных концентрациях компонента через 15 мин обеспечивается растворение отложений Родниковского месторождения на 85 %, через 30 мин – на 100 %, известные составы соответственно на 76 и 95 % (пат. РФ № 2103305).

5. Способ предотвращения отложений парафина из нефти достигается использованием в качестве ингибитора 2–5%-ного водного раствора диэтанламида синтетических жирных кислот $C_{10}-C_{13}$ (а.с. № 749403).

Защитный эффект достигается при концентрации ингибитора в воде от 3 до 74 %. Опыт показал, что способ может быть успешно применен в магистральных многокилометровых трубопроводах.

6. Реагент для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании, представляющий собой

легкоподвижную жидкость с температурой плавления минус (40–50) °С, хорошо растворимую в нефтепродуктах.

Реагент технологичен, так как при его использовании даже в холодное время года не требуется подогрева и расплавления.

Предлагаемый реагент – аминокамид жирных кислот таллового масла с полиэтиленполиамином по эффективности превосходит известные реагенты, так как для одинаковой степени защиты от отложений парафина требуется значительно меньшая дозировка реагента (а.с. № 968341).

7.7. ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЕ В ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Обводнение месторождений характеризуется изменением процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Это и охлаждение нефтяного пласта вследствие длительной закачки в него огромных объемов воды, и выпадение солей из-за смешения разнородных по химическому составу вод, и образование эмульсий и т.д.

Во многих случаях вследствие принципиального изменения качества добываемой эмульсии, т.е. превращения ее типа "воды в нефти" в "нефть в воде", логично было ожидать уменьшения интенсивности парафиноотложений. Тем более, что одним из факторов снижения адгезии парафина к трубам является образование гидрофильной пленки на трубах.

Однако опыт указывает на продолжающееся парафинообразование на ряде месторождений.

Процессы эти, к сожалению, еще достаточно не изучены. В.П. Тронов [158] в своих работах объясняет образование отложений в обводненных скважинах следующим образом.

Кристаллы парафина совместно с асфальтосмолистыми веществами зарождаются на поверхности оборудования при снижении температуры на ней ниже температуры кристаллизации. Главным условием формирования АСПО автор считает снижение пластовой температуры, которая, например, на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения снизилась от 41 (в начале разработки) до 33 °С в 1997 г.

Газоотделение в этих условиях увеличивает турбулизацию потока водонефтяной смеси, за счет чего обеспечивается лучший контакт кристаллов с поверхностью труб и увеличивается теплоотдача потока. Последнее интенсифицирует парафинообразование.

Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию.

В.А. Рагулин [138] показал, что обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно раз-

Таблица 7.13

Эффективность отмыва пленки (в %) при наличии связанной воды [138]

Реагент	Месторождение	Массовая доля воды в нефти, %							
		0	10	20	30	40	50	60	70
ИНПАР-1	Аблаевское	30	40	40	40	45	60	55	
	Именлекулевское	10	10	50	60	68	70	70	
	Байсаровское	30	50	57	60	62	65	70	
АНП-2	Аблаевское	100	40	15	10	7	5	2	
	Именлекулевское	10	50	25	10	10	10	10	
	Байсаровское	70	85	85	85	85	85	85	
МЛ-80	Аблаевское	90	75	60	50	35	25	10	
	Именлекулевское	85	85	85	85	85	85	85	
	Байсаровское	30	30	30	30	30	30	30	
ХТ-48	Аблаевское	90	90	93	95	95	100	100	
	Именлекулевское	20	90	90	90	90	90	90	
	Байсаровское	60	75	90	95	95	95	95	
Прогалит ГМ20/40	Аблаевское	80	80	92	95	98	100	100	
	Именлекулевское	90	85	80	80	80	80	80	
	Байсаровское	50	70	78	85	87	90	90	
Прогалит НМ20/40	Аблаевское	90	90	92	95	97	100	100	
	Именлекулевское	90	90	92	95	95	95	95	
	Байсаровское	60	80	83	85	87	90	90	

витой поверхности раздела фаз нефть – вода – смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Автор считает, что применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса.

Эффект, полученный от применения ингибитора в безводных или малообводненных скважинах, может оказаться нулевым при его применении в высокообводненных скважинах.

На этом должен базироваться квалифицированный выбор реагентов.

Приведем данные о применении ингибиторов в скважинах (табл. 7.13).

Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти (МЛ-50, АНП-2), другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности (ХТ-48, ГМ20/40, НМ20/40). Эффективность ИНПАР-1 увеличивается по мере роста обводненности эмульсии, но она также зависит от характеристики нефти.