МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СЕПАРАЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЕЙ

РД 39-1-620-81

1982

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

Утвержден
Заместителем министра
нефтяной промышленности
А.В.Валиханом
19 ноября 1981г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СЕПАРАЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЕЙ

РД 39-I-620-81

1982

Настоящие Методические указания разработаны в институте ИНИСПТнефть и предназначаются для научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций, занимающихся вопросами изучения процесса сепарации, совершенствованием сепарационной техники и технологии, инженерно-технических работников нефтедобывающих управлений при эксплуатации и обустройстве нефтяных месторождений.

В работе рассматриваются особенности сепарации обводненных нефтей, основные технико-технологические мероприятия, использование которых способствует повышению эксплуатационной надежности и эффективности работы сепарационных установок технологических комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

Работа выполнена под руководством д.т.н. Репина Н.Н., д.т.н.Тронова В.П., Каптанова А.А., к.т.н.Маринина Н.С., к.т.н. Кржова В.А.

Ответственный исполнитель - Абрамова А.А.

В работе принимали участие: Ганза М.Г., к.т.н.Савватеев Ю.Н., Ямашева С.М., Насырова Г.М.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СЕПАРАЦИИ ОТВОДНЕННЫХ НЕФТЕЙ
РД 39-I-620-8I

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 2 декабря
№ 644 срок введения с I5.0I.82
срок действия до I987 года

Вводится впервые

Настоящие Методические указания распространяются на сепарационные установки технологических комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений и направлены на повышение эффективности их работы и интенсификацию процесса первичного разделения продукции скважин.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Характерной особенностью разработки нефтяных месторождений является прогрессирующее обводнение продукции нефтяных скважин во времени, которое, как показала практика и проведенные исследования, существенно влияет на процесс газосепарации вследствие увеличения вязкости среды и других нежелательных явлений (флотационные процессы, структурообразующие свойства эмульсии и т.п.).

Прогнозирование свойств смеси и склонности ее к газоразделению на различных стадиях разработки месторождений из-за недостаточной изученности, сложности процесса имеет низкую достоверность. Поэтому при проектировании сепарационных установок необходимо предусматривать возможность оперативного изменения

технологических схем и параметров этого процесса с целью его оптимизации.

I.2. Основные принципы обеспечения технологической мобильности и надежности сепарационных установок изложены в "Методическом руководстве по проектированию сепарационных узлов нефтяных месторождений и конструированию газонефтяных сепараторов", утвержденном Министерством I9 ноября I976 г. [I]. Эти принципы положены в основу унифицированной технологической схемы сепарационного узла и заключаются в следующем:

а) использование конечных участков сборных трубопроводов для подготовки ГЖС к разделению;

б) обеспечение оптимальных гидродинамических условий в сепарационных установках за счет равномерного распределения продукции скважин по аппаратам, раздельного ввода в них нефти и газа (с помощью депульсаторов), а также за счет блочности и агрегатирования узлов и элементов, позволяющих осуществлять требуемую реконструкцию узлов сепарационного комплекса;

в) использование технологических методов воздействия на ГЖС в пунктах приема и распределения для изменения их физико-химических свойств.

I.3. Наличие в нефти водной фазы и эмульсионной структуры оказывает существенное влияние на выделение пузырьков газа. Содержание свободного газа в жидкости в различных элементах установки и на ее выходе характеризуется концентрацией- коэффициентом уноса свободного газа $K_г$, которым определяется эффективность процесса газосепарации за данный промежуток времени:

$$K_г = \frac{q_г}{Q_н + q_г} \quad м^3/1000\ м^3 \text{ или } \% \text{ об.},$$

где $Q_г$ – количество свободного газа при $P_{сеп}$ и $T_{сеп}$ в объеме нефти;

$Q_н$ – объем нефти при Р и Т сепарации.

В связи с этим в Методических указаниях основное внимание уделено вопросу сепарации из жидкости свободного газа.

I.4. В настоящих "Методических указаниях" на основании проведенных исследований изложены основные особенности сепарации обводненных нефтей и методы поддержания эффективности процесса.

2. ОСОБЕННОСТИ СЕПАРАЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЕЙ

2.I. Выделение газа из трехфазных смесей имеет ряд особенностей, которые обуславливаются присутствием водной фазы. На границах раздела нефть-вода , нефть-газ образуются поверхностные слои, свойства которых отличаются от свойств как дисперсионной среды, так и дисперсной фазы. Состояние поверхностного слоя зависит от физико-химических свойств дисперсной и дисперсионной сред, количества и типа природного стабилизатора и определяет скорость коалесценции капель нефти, глобул воды, пузырьков газа.

Нефтяные эмульсии делятся на два типа: прямые и обратные. Обводненность эмульсии, при которой обратная эмульсия вода в нефти переходит в прямую (нефть в воде), называется критической и составляет для большинства нефтей 50+80%.

Явления, сопутствующие процессу сепарации из прямых и обратных эмульсий, имеют свои особенности.

2.2. В обратных эмульсиях процесс образования, роста и всплытия газовых пузырьков в основном происходит в сплошной среде (нефти), но в стесненных условиях, вызванных присутстви-

ем диспергированных в ней капель воды, сопровождается следующими явлениями:

замедляется процесс массообмена, что отрицательно сказывается на росте пузырьков и процессе разгазирования нефти;

подъем пузырька газа сопровождается многократным столкновением с каплями воды, что изменяет траекторию его движения, увеличивает путь и, следовательно, время всплытия;

при подъеме пузырьков в концентрированной обратной эмульсии наблюдается защемление их каплями воды, подъем их замедляется или прекращается;

адсорбционные силы взаимодействия между поверхностными оболочками газовых пузырьков и капель воды способствуют возникновению процесса флотации. При флотации капель воды пузырьками газа скорость подъема пузырька будет определяться соотношением действующих на них подъемных сил (и может принимать в отдельных случаях отрицательные значения).

Суммарное действие рассмотренных факторов начинает заметно проявляться при обводненности нефти 30–40%. При дальнейшем росте концентрации водной фазы, вплоть до критической (60–80%), наблюдается, как правило, резкое увеличение эффективной вязкости и влияния структурных свойств водонефтяной эмульсии. Это сопровождается снижением пропускной способности сепарационных установок из-за повышения уноса свободного газа ($K_г$) потоком выходящей из них жидкости. Имеются промысловые данные, свидетельствующие о том, что в некоторых случаях требуемая степень отделения газа из высоковязких газо-водо-нефтяных эмульсий не достигается даже при увеличении времени пребывания их в сепараторе до 40 минут. Данные о характере влияния обводненности нефти на процесс выделения газа, полученные на лабораторной и промысловых установках, приведены на рис. 1.

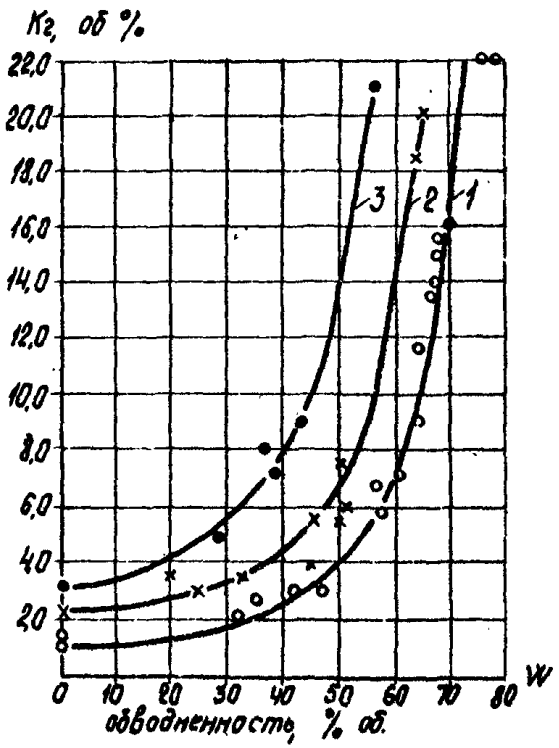


Рис. I. Зависимость количества свободного газа в жидкости от обводненности нефти после I0 минут отстоя

I,2,3 – вязкость нефти, соответственно I0,8; 3I,4 и 97 · $I0^3$ н сек/$м^2$

2.3. Эмульсии прямого типа кинетически неустойчивы. В сепараторах, вследствие частичной сегрегации, они образуют два слоя: верхний, представляющий собой обратную эмульсию, и нижний – воду. Капли воды при осаждении образуют на границе раздела нефть–вода промежуточный слой, устойчивость и плотность упаковки которого зависит от дисперсности капель, физико-химических свойств трехфазной смеси, содержания механических примесей, частиц асфальтенов и твердых парафинов, адсорбирующихся на поверхности пленок нефти и воды.

При подаче газожидкостной смеси в зону сепаратора, расположенную ниже границы раздела нефть–вода , создаются условия барботажа. Вследствие этого крупные газовые пузырьки увлекают в слой обратной эмульсии воду в виде шлейфов. Это приводит к образованию вторичной эмульсии в нефтяном слое и снижению скорости подъема пузырьков. Более мелкие газовые пузырьки при движении через границу раздела задерживаются в промежуточном слое между глобулами воды, образуя скопления (агрегаты). При достижении определенных размеров эти агрегаты пузырьков способны прорывать промежуточный слой, увлекая за собой еще большее количество воды. Явления, сопутствующие подъему пузырьков через границу раздела вода–нефть , проиллюстрированы на рис.2.

В том случае, если процесс разгазирования нефти происходит в водном слое ниже границы раздела нефть–вода, процесс еще более усложняется. К границе раздела подходят капли нефти с заключенными внутри их в верхней части пузырьками газа. При прохождении границы раздела вода–нефть эти образования, подобно газовому пузырьку, увлекают шлейфы воды в нефтяную фазу. В результате этого в нефтяном слое появляются включения, состоящие из пузырька газа, находящегося внутри капли нефти, и

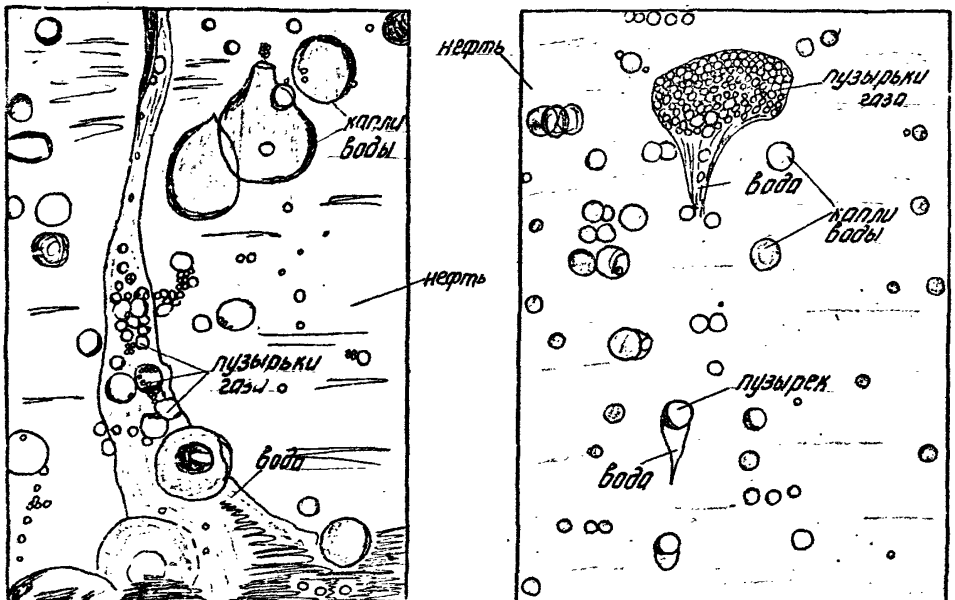


Рис. 2. Схема прохождения пузырьков газа через границу раздела вода – нефть

заключенные в оболочку воды. Выделение газа из таких включений еще более затрудняется.

2.4. Множественные эмульсии по характеру осложнений, сопутствующих процессу выделения из них свободного газа, следует рассматривать как обратные эмульсии.

2.5. Таким образом, по характеру влияния водной фазы на газоотделение, водонефтяные эмульсии условно можно подразделить следующим образом:

а) эмульсии обратного типа с обводненностью до 30–40% об, которые в процессах сепарации практически ведут себя как безводные нефти;

б) эмульсии обратного типа с обводненностью от 30–40% до критической, а также множественные эмульсии. Для улучшения условий выделения газа из подобного типа эмульсий необходимо применение технологических методов воздействия с целью уменьшения вредного влияния дисперсной водной фазы путем снижения ее концентрации и приближения процесса к условиям сепарации безводных нефтей;

в) эмульсии прямого типа с обводненностью нефти выше критической и кинетически неустойчивые.

Также эмульсии условно можно разделить на два типа.

Эмульсии, в которых после разделения содержание дисперсной водной фазы в нефтяном слое составит не выше 30–40% об, можно рассматривать в процессе сепарации аналогично безводной нефти.

Эмульсии, в которых после расслоения нефтяная фаза содержит диспергированной воды больше 30–40%, по условиям сепарации приравниваются к высококонцентрированным обратным эмульсиям с учетом особенностей, присущих прямым эмульсиям.

3. МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГАЗО-ВОДО-НЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ

3.I. Отрицательное влияние диспергированной водной фазы на процесс газоотделения может быть снижено следующими методами:

а) снижением концентрации водной фазы;

б) разрушением водонефтяной эмульсии, то есть понижением ее агрегативной и кинетической устойчивости с целью осуществления частичной деэмульсации.

3.2. Снижение концентрации водной фазы в эмульсии может быть достигнуто компаундированием потоков обводненных и безводных нефтей, поступающих с месторождения по разным трубопроводам, или рециркуляцией части обезвоженной нефти с установки подготовки нефти (УПН). Экспериментально установлено, что этот метод позволяет достигнуть требуемого качества сепарации жидкости (по содержанию остаточного свободного газа - $K_г$) при времени пребывания жидкости в аппарате в 3-5 раз меньшем, чем необходимо для сепарации данной обводненной нефти /20/.

Разрушение водо-нефтяной эмульсии с целью ее дегазации может быть осуществлено различными путями:

а) подачей реагента (ПАВ) в высококонцентрированную водонефтяную эмульсию, что приводит к ее частичной деэмульсации;

б) подачей дренажной воды с остаточным содержанием ПАВ, сбрасываемой с УПН. Это приводит к ускорению частичной деэмульсации нефти;

в) подогревом эмульсии до температуры, при которой возможна ее деэмульсация.

На практике является целесообразным использование сочетания этих методов в соответствии с имеющимися возможностями и эффективностью в разные периоды эксплуатации месторождений.

Не исключается применение других методов воздействия (электрического поля, ультразвука и т.п.).

4. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЦЕССУ ПРИ СЕПАРАЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЕЙ

4.I. Исходя из современных представлений о процессах разделения нефти, газа и воды, требования к ведению процесса сепарации обводненных нефтей могут быть сформулированы следующим образом:

а) подготовка продукции скважин к разделению путем физико-термического и гидродинамического воздействия на ТЖС в подводящих трубопроводах в процессе промыслового транспорта в пункты сбора и подготовки;

б) предварительное расслоение фаз в конечном участке системы сбора;

в) использование узла предварительного разделения (депульсатора) для отделения основного количества газа;

г) обеспечение условий спокойного движения газо-водо-нефтяной смеси во всех элементах сепарационного узла, исключающих турбулизацию потоков, взаимное перемешивание фаз.

д) совмещение окончательного отделения свободного газа из продукции скважин с частичным ее обезвоживанием в сепараторе I ступени, а при необходимости, в последующих аппаратах.

4.2. Подготовка газо-водо-нефтяной смеси должна включать использование методов воздействия, позволяющих осуществлять частичную деэмульсацию, так чтобы остаточное содержание дисперсной водной фазы в нефти на входе в аппарат составило не более 30-40% об. (в нефтяном слое расслоенного потока).

4.3. Количество требуемой для разбавления безводной нефти (или нефти с меньшей обводненностью) определяется экспериментально.

На стадии проектирования при отсутствии экспериментальных данных для расчета коммуникаций следует принимать предел снижения обводненности исходной эмульсии за счет разбавления до 30-40% об.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ АППАРАТОВ

5.I. При сепарации обводненных нефтей без частичного обезвоживания могут быть использованы блочные автоматизированные сепарационные установки, укомплектованные депульсаторами и выносными каплеуловителями (тип УБС, разработчики "ТатНИИнефтемаш", ВНИИСПТнефть, завод-изготовитель-ПО "Салаватнефтемаш").

5.2. При использовании совмещенной технологии должны применяться универсальные сепарационные установки, обеспечивающие непрерывность процессов отделения газа и воды. В соответствии с этим назначением к их конструкции предъявляются следующие требования (рис.3):

а) использование депульсатора в качестве узла, обеспечивающего отвод основного количества газа, а также послойный ввод обратной эмульсии и свободной воды раздельными потоками в соответствии с их плотностью;

б) обеспечение равномерного распределения потоков жидкости по сечению аппарата за счет использования перфорированных перегородок или других устройств;

в) применение экранов и отборных перфорированных патрубков на выходе аппарата для исключения взаимного влияния выходящих потоков газа, нефти и воды на унос дисперсной фазы;

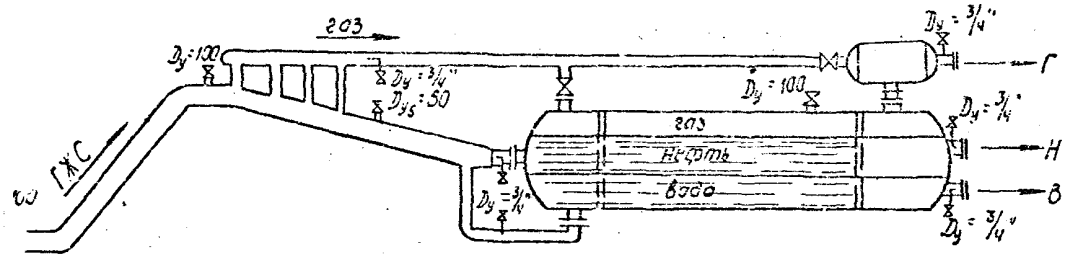


Рис. 3. Принципиальная схема сепарационной установки при работе по совмещенной технологии сепарации газа и предварительного сброса воды.
(с указанием расположения точек отбора проб)

г) обеспечение плавного и непрерывного регулирования границ раздела газ–нефть и нефть–вода с помощью надежных датчиков уровня.

6. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ И ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЕПАРАЦИОННЫХ УЗЛОВ

6.I. На стадии проектирования сепарационного узла должен быть определен объем продукции скважин и физико-химические свойства (нефти, газа, воды) с прогнозной оценкой изменения их в процессе разработки месторождения. На основании этих данных обосновывается технологическая схема сепарационного узла, целесообразность совмещения процессов газоотделения и водоотделения и осуществления их в промежуточных или центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды с учетом комплексного решения вопросов их технологического оснащения, утилизации тепла, использования реагентов, дренажных и сточных вод и т.д.

6.2. Выбор технологической схемы и расчет элементов узла предварительного разделения продукции скважин должен осуществляться в соответствии с РД 39-I59-79 /I9/, "Руководством по проектированию сепарационных узлов нефтяных месторождений"/I/ и данными Методическими указаниями, в которых предусмотрены рекомендации по обеспечению непрерывности процесса разделения в системе трубопровод–сепаратор и предотвращению вторичного перемешивания и эмульгирования фаз. В связи с этим сепарационная установка должна включать следующие функциональные элементы (рис.4):

а) узел распределения и технологического воздействия (УР);

б) успокоительный коллектор или концевой делитель фаз (ДФ)

дварительного отбора газа (пепульсатора-ДП);

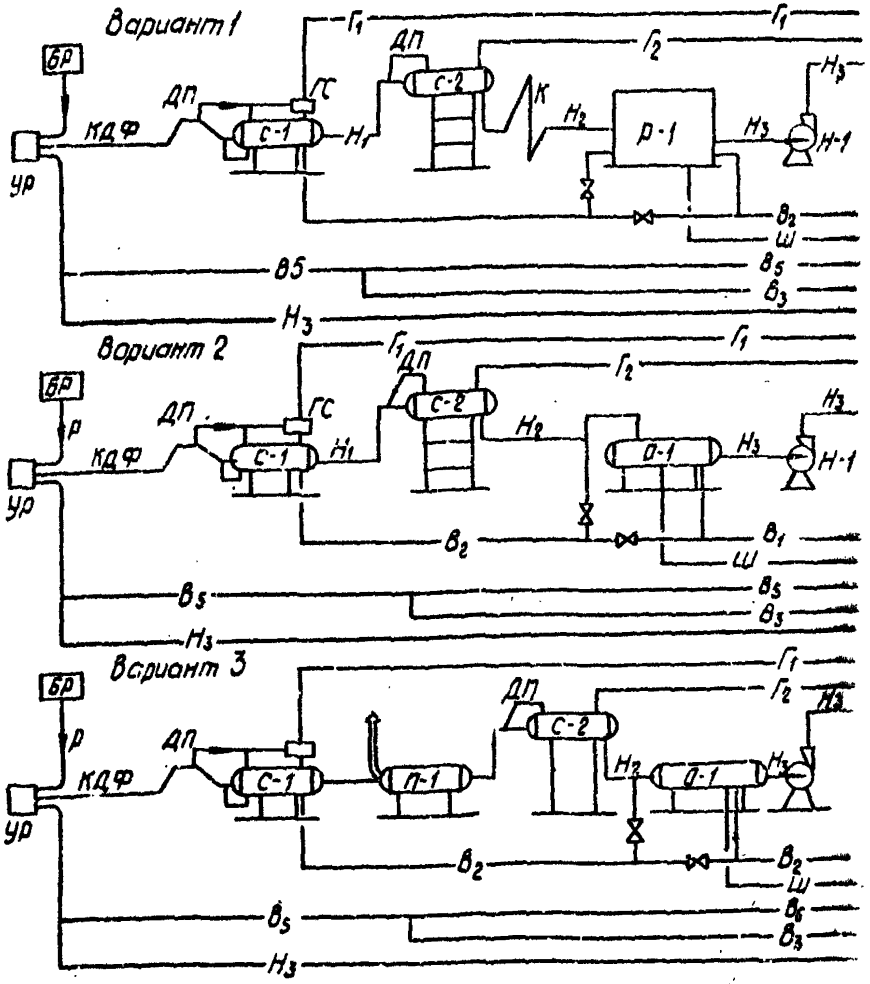


Рис. 4. Технологические схемы предварительного разделения продукции скважин

$Н_1$ – нефть после I ступени сепарации;
$Н_2$ – нефть после II ступени сепарации;
$Н_3$ – нефть обезвоженная; $Г_1$ – газ I ступени сепарации; $Г_2$ – газ II ступени сепарации;
$В_2$ – вода после установки предварительного обезвоживания; $В_1$ – вода после аппаратов глубокого обезвоживания и обессоливания;
$В_5$ – загрязненные сточные воды на очистку;
Ш – шламопровод; Р – реагент

г) технологическую емкость (С-I);

д) выносной каплеуловитель (ГС).

6.3. Для обеспечения работоспособности рассматриваемой схемы при разделении обводненных нефтей в сепарационном узле должна быть предусмотрена возможность использования технологических методов воздействия на продукцию скважин.

Выбор методов из числа рассмотренных в разд.3 осуществляется с учетом физико-химических свойств продукции на данной стадии разработки месторождения, комплексного рассмотрения совместной работы системы сбора и установок подготовки нефти, трудоемкости, технологичности и возможности их применения при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах с последующей экспериментальной корректировкой.

При этом должны учитываться возможные отрицательные последствия применения различных методов на интенсивность коррозии, стабильности эмульсии и т.п. в последующих звеньях системы сбора и подготовки (трубопроводах, аппаратах, центробежных насосах и т.д.).

Ввод ПАВ, дренажной воды, нефти и других технологических жидкостей осуществляется в узле приема, распределения и технологического воздействия.

При необходимости более раннего воздействия на ГЖС (на устье скважин, групповых установках и других промежуточных точках) место ввода определяется экспериментально.

6.4. Исследования, проведенные ВНИИСПТнефть, показали, что из эмульсии, подвергшейся термохимическому воздействию в сепарационных емкостях , а в ряде случаев – в депульсаторах и подводящих коллекторах-выделяется свободная вода. Далее после выхода из сепараторов первой ступени нефть и свободная выделившаяся вода при совместном их движении до поступления в аппара-

ты предварительного сброса воды подвергаются вторичному диспергированию и интенсивному перемешиванию в распределительных и технологических трубопроводах, запорной и регулирующей арматуре. Все эти факторы снижают эффективность отделения газа, предварительного обезвоживания и отрицательно влияют на качество сбрасываемой воды.

На основании изложенного следует считать целесообразным в отдельных случаях совмещать процессы отделения остаточного газа и предварительного сброса воды в одном аппарате, не допуская в нем вторичных процессов перемешивания воды и нефти. Следует подчеркнуть, что принцип предварительного сброса воды последовательно в технологической цепочке подготовки нефти является универсальным, поскольку многократно снижается нагрузка на сепараторы П и Ш ступеней, печи, отстойники, резервуары и повышается их эксплуатационная надежность, а в отдельных случаях часть перечисленного оборудования может быть исключена из технологической схемы.

При правильном выборе ПАВ и других методов воздействия, а также режима движения газо-водо-нефтяной эмульсии по трубопроводам во многих случаях удается на стадии предварительного сброса получить воду с минимальным содержанием диспергированной нефти и механических примесей, позволяющим использовать ее для закачки в нагнетательные скважины.

6.5. В технологической схеме сохраняется принцип формирования сепарационного узла из параллельных автономных цепочек (потоков), позволяющих осуществлять:

а) раздельную сепарацию безводных, малообводненных и высокообводненных нефтей;

б) смешение нефтей с различной обводненностью с целью разбавления концентрации эмульсии;

в) дифференцированный по потокам ввод технологических жидкостей (дренажной воды, горячей нефти и воды, ПАВ и т.д.).

6.6. Объем сепараторов и соответствующее заданной суммарной производительности сепарационного узла количество аппаратов и автономных потоков определяется на основании экспериментальных данных, полученных на промышленных установках данного месторождения или по аналогии с месторождениями с близкими физико-химическими свойствами продукции скважин и условиями добычи. В случае отсутствия экспериментальных данных время пребывания жидкости в сепараторе ориентировочно можно принять согласно таблице I с последующим уточнением в период эксплуатации.

Таблица I.

Ориентировочное время пребывания жидкости в аппарате в зависимости от типа нефти и характера технологического процесса

Тип нефтей	Плотность кг/м^3	Вязкость кинематическая, 10^{-6} м^2/с	Ориентировочное время пребывания жидкости в аппаратах, мин.	
			в газонефтяном сепараторе	в аппаратах при совместном газоводоотделении
Легкая	830	до I0	до 5	до 20
Средняя	830-870	I0-30	5-8	25-30
Тяжелая	более 870	более 30	I0-I5	40-60
Пенистая			I0-I5	

7. ВЫВОД УСТАНОВКИ НА ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1. Для проведения исследований при выводе установки на оптимальный режим и периодического контроля сепарационный узел оснащается пробоотборными устройствами по схеме, выполненной в соответствии с РД-39-01-61-78 и дополненной с учетом работы установки на обводненных нефтях и совмещения процессов газо-водоотделения(рис.3).

7.2. Для оценки работы сепарационного узла основные параметры процесса анализируются согласно таблице 2. Кроме того определяются и фиксируются режимные показатели работы установки: нагрузка по жидкости и газу, давление, температура; количество и температура дренажной воды; количество и температура теплоносителя; тип и расход реагента; количество безводной нефти для разбавления эмульсии. Анализируется рабочее состояние сепарационного узла.

7.3. В случае нарушения режима работы и отклонения качественных параметров от заданных значений, ввиду увеличения обводненности продукции скважин и недостаточной ее подготовки для обеспечения нормальных условий выделения газа, применяют технологические методы воздействия.

7.4. При подготовке ГЖС, т.е. снижении концентрации дисперсной водной фазы в нефти до 30–40% об., в первую очередь следует учесть возможность утилизации тепла и реагента дренажных вод с установок подготовки нефти.

7.5. При недостаточном количестве дренажной воды или ее отсутствии (ДНС) для снижения стабильности эмульсии следует использовать рециркуляцию в горячую воду, нефть, эмульсию, учитывая изменение их свойств при нагреве, при этом определяются

Таблица 2.

Перечень основных замеров и анализов при проведении исследований

Характер исследований	Методы и приборы измерения
I. Содержание свободного газа в потоке жидкости на выходе сепаратора	Прибор УОСГ-100
2. Содержание капельной жидкости в потоке газа на выходе аппарата	Фильтр-каплеуловитель
3. Определение остаточной обводненности нефти на выходе аппарата	Дина-Старка
4. Содержание нефтепродуктов в воде	по ГОСТу
5. Обводненность эмульсии	Дина-Старка
6. Кинетика отстоя эмульсии в подводящем коллекторе, на входе и выходе аппарата	Метод отстоя
7. Дисперсность эмульсии в подводящем коллекторе, на входе и на выходе аппарата	Микроскопический
8. Структура потока ГЖС в успокоительном коллекторе, депульсаторе	Зондирование
9. Характеристика нефти: плотность, вязкость, пенистость, компонентный состав, содержание смол, асфальтенов, парафинов	По ГОСТу
IO. Определение химического состава и плотности воды	По ГОСТу
II. Кинетика отстоя воды	

оптимальные температура и расход теплоносителя.

7.6. В том случае, когда ресурсы теплоносителя недостаточны или отсутствуют, проводят исследования по выбору наиболее эффективного деэмульгатора для данных условий и определению его количества.

7.7. Тип деэмульгатора для исследования выбирают на основании предварительных лабораторных экспериментов или основываясь на имеющийся опыт подготовки нефти на данном месторождении.

7.8. В том случае, когда использование дренажной воды, подогрева, реагентов оказывается недостаточно эффективным для подготовки ГЖС к разделению или экономически нецелесообразным, применяют метод разбавления безводной или малообводненной нефтью или другими технологическими жидкостями.

7.9. При нарушении режима работы установки и ухудшении качественных параметров сепарации в результате увеличения нагрузки по жидкости или газу основное внимание уделяют исследованию структуры потоков в успокоительном коллекторе, депульсаторе, сепараторе. При несоблюдении условий, обеспечивающих непрерывность процесса разделения в системе трубопровод-сепаратор , нарушении расслоенного режима движения газожидкостной смеси в успокоительном коллекторе, неудовлетворительном отборе газа в депульсаторе, наличии вторичного перемешивания и эмульгирования фаз в сепараторе, а также недостаточном времени пребывания в нем, требуется реконструкция сепарационного узла (увеличение диаметра или монтаж дополнительного успокоительного коллектора, депульсатора, изменение внутреннего оснащения сепараторов или увеличение их количества).

ЛИТЕРАТУРА

I. Руководство по проектированию сепарационных узлов нефтяных месторождений и конструированию газонефтяных сепараторов. Уфа, ВНИИСПТнефть, 1976.

2. Григорашенко Г.И. Перспективное направление развития технологии и техники сбора и подготовки нефти. Нефтяное хозяйство, № 2, 1979, с. 20-22.

3. Репин Н.Н., Абрамова А.А. Влияние обводненности нефти на процесс сепарации. Нефтяное хозяйство, № 9, 1979, с. 56-58.

4. Абрамова А.А. Особенность сепарации обводненных нефтей. Труды ВНИИСПТнефть, вып. XУI, Уфа, 1977.

5. Маринин Н.С., Савватеев Ю.Н., Каримов Н.А. Автоматизированная концевая сепарационная установка для однотрубного сбора обводненной нефти и попутного газа. Нефтяное хозяйство, 1969, № 10, с. 44-47.

6. Маринин Н.С., Савватеев Ю.Н. Исследование теплового режима сепарационных установок с частичным обезвоживанием нефти. Нефтепромысловое дело, № 8, 1971, с. 22-24.

7. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. М., Недра, 1977.

8. Тронов В.П., Усков П.Н., Кривоножкин А.В. Совмещение операций по сокращению потерь легких фракций и улучшению процесса деэмульсации нефти. Нефтепромысловое дело, 1974, № 5, с. 43-45.

9. Зайцев Ю.Б., Каспарьянц К.С., Палий П.А., Петров А.А., Соколов А.Г., Филановский В.Ю. Совмещение подготовки нефти и воды - основа промысловой водоподготовки. Нефтяное хозяйство, № 4, 1972, с. 1-4.

I0. Никитин Ю.М., Киселев Н.Г., Бирюков В.Д., Соколов А.Г., Петров А.А. О подготовке сточной воды при обезвоживании нефти. Нефтепромысловое дело, № 4, 1973, с. 26-28.

II. Позднышев Г.Н., Лукманов Ю.Х., Мансуров Р.И., Ярмухаметова З.Т., Рябова А.В. Исследование процесса отделения чистой воды при предварительном обезвоживании нефти. Нефтепромысловое дело, 1977, № 3.

I2. Вовк В.Я., Антонов В.И. Совмещение процесса деэмульсации нефти с операциями по ее сепарации, учету, предварительному сбросу воды в Горкинском товарном парке. Нефтепромысловое дело, № 7, 1972, с. 35-37.

I3. Вещев Н.П. Резервуар для предварительного отстоя пластовых вод. Нефтяное хозяйство, № 6, 1968.

I4. Сорокин Ю.М., Сайфутдинова Х.Н. Отстойная аппаратура для обезвоживания нефти. Нефтепромысловое дело, № 8, 1973.

I5. Каспарьянц К.С., Петров А.А. Оценка эффективности различных методов обезвоживания и обессоливания нефти. Нефтяное хозяйство, № 3, 1978, с. 43.

I6. Методическое руководство по исследованию сепарационных установок РД 39-I-6I-78. ВНИИСПТнефть, Уфа, 1978.

I7. Turner D.W. Gas-Water separator for emulsion 3.347.773 kl 204-302 Oct 17. 1967.

I8. Smith J.B. Oil treating apparatus for separating oil, gas, Water 3 193, 990 kl. 55-17 July 13. 1965.

I9. Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. РД 39-I59-79.

20. Репин Н.Н., Абрамова А.А., Крюков В.А. Интенсификация сепарации газа из эмульсионных нефтей разбавлением безводной нефтью. Нефтяное хозяйство, № 6, 1980 с. 43–45.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Особенности сепарации обводненных нефтей	5
3. Методы воздействия на газо-водо-нефтяные эмульсии	II
4. Требования к технологическому процессу при сепарации обводненных нефтей	12
5. Требования к конструкции аппаратов	I3
6. Выбор технологической схемы и исходных данных для проектирования сепарационных узлов	I5
7. Вывод установки на оптимальный режим и поддержание его в процессе эксплуатации	20
Литература	23

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СЕПАРАЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЕЙ

Издание ВНИИСПТнефти

450055, г.Уфа-55, просп.Октября,1 4/3

Подписано в печать 4.II.83г. П03746

Формат 60х90/16 Уч.-изд.л.1,4. Тираж 300 экз.

Заказ 197

Готапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru