

УДК 622.692.12; 622.276.8

## МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ ГРУППОВЫЕ УСТАНОВКИ (МГУ) В СИСТЕМЕ СБОРА, ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «УЗЕНЬ» И «КАРАМАНДЫБАС»

**Е.К.Толепбергенов**  
(АО «КазНИПИМунайгаз»)

В статье дается краткое описание текущего состояния системы нефтепромыслового сбора продукции скважин на месторождениях «Узень» и «Карамандыбас» АО «Озенмунайгаз». Представлен обзор групповых установок стандартного и модернизированного типа, их различий друг от друга, характеристики оборудования.

**Ключевые слова:** модернизированные групповые установки, центральный пункт подготовки нефти, установки предварительного сброса воды,

**Адрес связи:** Erlantk@mail.ru

**DOI:** 10.5510/OGP20130200157

Продукция нефтяных скважин представляет собой сложную смесь из нефти, газа, воды, взвешенных веществ из твердых частиц механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Сбор, транспортировка продукции нефтяных скважин и подготовка ее до требуемых норм подготовки нефти осуществляется системой сбора нефти, газа и воды.

Под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях подразумевают всё оборудование и систему трубопроводов, предназначенные для сбора продукции отдельных скважин, доставки её до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды (ЦППН).

Основными факторами, учитываемыми при проектировании системы внутрипластового сбора [1] (с учётом динамики обводнения месторождения), являются:

- начальное давление в системе сбора, группирование скважин;
- взаимодействие с системами воздействия на залежь;
- совместный раздельный сбор продукции скважин, выбор места сепарации газа, взаиморасположение узлов замера, сепарации, откачки;
- выбор места создания центрального пункта сбора подготовки нефти, газа и воды, с учётом расположения месторождения в группе или нефтедобывающем районе;
- совмещение систем промышленного сбора и транспортирования с процессами подготовки нефти.

Основные функции системы промышленного сбора [2]:

- измерение продукции каждой скважины или при необходимости группы скважин;
- транспортирование продукции скважин с использованием энергии нефтяного пласта или насосного оборудования при механическом способе добычи до пунктов подготовки, а при недостаточном давлении – с использованием ДНС;

- сепарация нефти и газа под давлением, обеспечивающим дальнейший бескомпрессорный транспорт;
- при добыче высокообводнённой нефти – отделение при сравнительно низких температурах основной массы воды с качеством пригодным для её закачки в пласт;
- раздельный сбор и транспортирование до центральных нефтесборных пунктов продукции отдельных скважин, смешивание которой нежелательно;
- устьевой и путевой подогрев продукции нефтяных скважин, если невозможен сбор и транспорт при обычных температурах.

Единой, универсальной системы сбора не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: природно-климатические условия, сетку размещения, способы и объём добычи нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей.

Все существующие системы сбора и транспорта продукции скважин подразделяются на негерметизированные самотёчные и герметизированные напорные [3].

С начала разработки на месторождениях «Узень» и «Карамандыбас» применяется замкнутая герметизированная напорная, однетрубная лучевая система промышленного сбора нефти и попутного нефтяного газа. Все добывающие скважины обустроены наземным и подземным оборудованием в зависимости от способа эксплуатации.

Скважины от особенностей рельефа местности и территориальному принципу расположены на плато (НГДУ-1 и НГДУ-3) и во впадине (НГДУ-2 и НГДУ-4), выкидные линии нефтяных скважин подключены к групповым установкам (ГУ), замерным установкам (ЗУ), пунктам сбора нефти (ПС), а прокладка всех нефтесборных коллекторов из стальных труб, стекловолокнистых пластиковых труб осуществлены на глубине 0.5 - 0.8 м от поверхности земли.

Промысловый сбор и транспортировка продукции 3453 добывающих скважин на месторождении осуществляется в НГДУ-1, 2, 3 и 4, на которых расположены

ГУ-61 ед., ЗУ – 292 ед., модернизированные групповые установки (МГУ) - 16 ед., ПС – 2 ед.

Групповые установки на месторождениях «Узень» и «Карамандыбас» взаимосвязаны от состава оборудования подразделяются на стандартные ГУ и МГУ.

Стандартные ГУ обеспечены следующим оборудованием:

- автоматизированная групповая замерная установка;
- двухфазные нефтегазовые сепараторы (буферные емкости);
- газовый сепаратор;
- печи подогрева;
- насосы перекачки нефти;
- дренажная система;
- фильтр СДЖ;
- факельная система газа.

МГУ состоит из следующего оборудования:

- манифольдная площадка;
- трехфазный нефтегазовый сепаратор;
- установка дозирования химических реагентов (БДР);
- сепарационно-измерительный блок (СИБ)
- фильтры СДЖ;
- печи подогрева нефти 1 и 2 ступеней;
- насосы для перекачки воды;
- насосы для перекачки нефти;
- факельная система газа;
- дренажная система.
- блок контроля, ЩСУ – 0.4 кВ.

Система промышленного сбора МГУ обеспечивает:

- транспортировку сточной воды по самостоятельным трубопроводам с МГУ на установки предварительного сброса воды УПСВ-1 и УПСВ-2 с использованием насосов частотным регулятором;
- транспортировку нефтяной эмульсии по существующим трубопроводам с использованием насосов частотным регулятором;
- отделение и транспортировку попутного газа 1-й ступени сепарации через сепарационно-измерительный блок по существующим трубопроводам на ТОО «КазГПЗ», при этом часть газа используется в качестве топлива для печей подогрева.

В настоящее время на месторождениях АО «ОМГ» эксплуатируются всего - 16 ед. МГУ (НГДУ-2 – 5 ед. (№№5,34,38,41,109); НГДУ-3 – 10 ед. (№№ 2,11,15,16,65,66,68,69,74,92); НГДУ-4 – 1 ед. (№102)). В будущем согласно плану развития компании предусмотрены планы по реконструкции ГУ на МГУ, что показывает увеличение количества МГУ.

Технологическое решение МГУ АО «ОМГ» по сравнению с другими групповыми установками, пунктами сбора нефти и т.п. на разных месторождениях Республики Казахстан своеобразно отличается своим технологическим процессом, разработанным для нефти месторождений «Узень» и «Карамандыбас».

По физико-химическим свойствам нефть место-

рождений «Узень» и «Карамандыбас», относится к группе асфальтосмолистых и высокопарафинистых: содержание парафина 25-30%, асфальтосмол до 20%, механических примесей до 20%, температура застывания +33 °С, при которой добыча, транспортировка и подготовка самой нефти осуществляется с большим трудом.

Обустройство всех объектов сбора, транспорта и подготовки нефти на месторождениях АО «ОМГ» ведется в соответствии с действующими в Республике Казахстан правилами и нормативными документами.

В таблице представлена краткая характеристика применяемого оборудования одного МГУ. Применяемые для перекачки сырья (нефти, воды) насосы, печи подогрева могут меняться по количеству и маркам в зависимости от производительности МГУ.

На рисунке 1 представлено основное оборудование МГУ, применяемое в АО «Озенмунайгаз».

Применение МГУ на месторождениях «Узень» и «Карамандыбас» имеет следующее преимущество:

- разделение поступающей продукции скважины с помощью трехфазного сепаратора на нефть, газ и воду;
- отдельное транспортирование разделенной продукции по трубопроводам в установки предварительного сброса;
- автоматизированный процесс работы объекта и эксплуатация с минимальным количеством работников;
- снятие разгрузки объема поступающей жидкости при работе установок предварительного сброса воды УПСВ-1 и УПСВ-2, что повышает качество работы оборудования на данных объектах;
- минимальные затраты при реконструкции групповой установки с применением уже имеющегося оборудования на предприятии.

Недостатками МГУ являются:

- время отстоя (1-2 часа) при разделении продукции скважины в 3-х фазном нефтегазовом сепараторе;
- скопление и оседание донных осадков в 3-х фазном нефтегазовом сепараторе при отстое;
- отсутствие запасного 3-х фазного нефтегазового сепаратора при ремонтных работах;
- при ремонте оборудования МГУ перевод процесса работы на стандартную групповую установку с затратой времени не менее 3-4 часов до вывода на режим.
- содержание остаточной нефтяной эмульсии (достигает до 70 мг/л) в сточной воде.

*Описание технологического процесса модернизированной групповой установки*

Технологическая схема МГУ, представлена на рисунке 2. Технологический процесс сбора и транспорта осуществляется следующим образом [4]: по существующим выкидным трубопроводам добываемая продукция с температурой 35-40 °С транспортируется до МГУ. На входе МГУ все коллектора от

Таблица

## Перечень технологического оборудования МГУ

Наименование оборудования	Количество единиц	Техническая характеристика
Трехфазный сепаратор НСГВ-Г -1,6-3000-1 -Т-И-ПЛ	1	Вместимость, 100 м <sup>3</sup> Рабочее давление 1.3 МПа Рабочая температура, от 0 до 10 °С Средняя производительность по жидкости, 2500 м <sup>3</sup> /сут Средняя обводненность на выходе, 20% Уровень нефти - 2150 мм, воды - 1700 мм
Газовый сепаратор С-101/1,2	1	Давление рабочее, 2-4 МПа Температура расчетная, 60 °С
Нефтяной насос ЦНСнТ 13- 210-245	1	Производительность, 13 м <sup>3</sup> /час Частота вращения электродвигателя, 3000 об/мин Мощность электродвигателя, 33 кВт
Нефтяной насос ЦНС (А) 38- 198	1	Производительность, 38 м <sup>3</sup> /час Частота вращения электродвигателя, 2950 об/мин Давление при выходе насоса, 1.98 МПа Мощность электродвигателя, 29.7 кВт
Водяной насос ЦНС- (В) 38-198	1	Производительность, 38 м <sup>3</sup> /час Частота вращения электродвигателя, 2950 об/мин Давление при выходе насоса, 1.98МПа
Водяной насос ЦНС-(С)105-196	До 2	Производительность, 105 м <sup>3</sup> /час Частота вращения электродвигателя, 2950 об/мин Давление насоса при выходе, 1.96МПа
Печь ПТБ-5-40Э	1	Производительность, 125-250 т/час Рабочее давление, до 0.8 МПа Давление топливного газа, 0.05 МПа Расход топливного газа, 800 м <sup>3</sup> /час Температура подогрева на выходе, до 90 °С
Печь ПП-0,63	До 2	Производительность, - 1150 т/сутки Рабочее давление, до 6.3 МПа Давление топливного газа, до 0.05 МПа Температура подогрева на выходе, 70 °С
Блок дозировки хим.реагентов БР-2,5	1	Производительность, до 10 л/сут Рабочее давление нагнетания химреагента, не более 25 МПа Объем технологического бака для хим.реагентов, 2 м <sup>3</sup> Потребляемая мощность дозаторного насоса, не более 11 кВт
Манифольд приемный	1	Рабочее давление, 1,68МПа Рабочая температура, 38-45 °С
Дренажная емкость Е-102	1	Объем емкости, 50 м <sup>3</sup> Рабочее давление, до 2.6 Мпа
Блок контроля ЩСУ-0.4кВ	1	Категория помещения по взрывопожарной опасности - Д Расчетная температура (исполнение ГОСТ 15150-69) Средняя температура, 18 °С Минимальная температура, 5 °С

каждой ЗУ и ГУ объединяются на манифольдной площадке (поз.1) и по конечному (успокоительному) трубопроводу продукция поступает через депульсатор на трехфазный сепаратор НСГВ-1-1.6-3000 объемом 100 м<sup>3</sup> (поз.2), пройдя 1 ступень подогрева нефти. Температура подогрева на выходе печи марки ПП-0.63АЖ (поз.7) в среднем составляет 50-58 °С.

Для разделения фазы на нефть, газ и воду продукция скважины в трехфазном нефтегазовом сепараторе НСГВ-1-1.6 проходит деэмульсионный отстой. Уровень раздела нефтяной эмульсии (нефть+газ) и воды контролируется установленным уровнемером, датчиками КИПиА выведенных в аппарат блока управления ЩСУ в операторной.

В приемный коллектор трехфазного сепаратора для максимально эффективного разделения нефти и воды вводится деэмульгатор марки «Диссольван-4411» с дозировкой 30 г/т, который закачивается с помощью установки дозирования химических реагентов УДХ2-БР-2.5 (поз.3).

Обезоженная нефть (с обводненностью до 30%) насосами ЦНС блочной насосной станции (поз.9) перекачивается по существующему трубопроводу в печи подогрева нефти 2-ой ступени (поз.10), где производится подогрев нефти до температуры 60-70 °С. Далее подогретая нефть проходя через фильтр СДЖ (поз.11) и узел учета нефти по осевому коллектору транспортируется на объекты УПСВ-1 или УПСВ-2.

Отделение газа происходит с помощью депульсатора, предварительно установленного на приеме трехфазного сепаратора и в трехфазном сепараторе. Выделившийся газ по трубопроводу поступает в сепарационно-измерительный блок попутного газа (поз.4), где происходит улавливание влаги и механических примесей. Очищенный газ частично используется в качестве топлива для работы печей (поз.7, 10), а избыток транспортируется по существующему газопроводу в ТОО «КазГПИЗ» для переработки. На МГУ при ремонтных и аварийных работах газового оборудования предусмотрена факельная свеча (поз.12).

Отделившаяся сточная вода с трехфазного сепаратора НСГВ-1-1.6 каждые 2 часа проходит лабораторный анализ на остаточную нефтяную эмульсию. После соответствия лабораторных результатов нормативным требованиям СТ РК 1662-2007 (до 50 мг/л), сточная вода, проходя через фильтр СДЖ, перекачивается насосами ЦНС блочной насосной станции (поз.8) по сточным трубопроводам, а затем по осевому коллектору, выполненного из стекловолокнистого материала, транспортируется на объекты УПСВ-1 или УПСВ-2 для дальнейшей переподготовки.

МГУ также обеспечена дренажной емкостью (поз.13) объемом 50 м<sup>3</sup> предназначенной для сбора остаточной жидкости с аппаратов, печей подогрева, насосов, трубопроводов и предохранительных клапанов при ремонтных и аварийных ситуациях. По мере заполнения дренажной емкости производится автоматическая откачка жидкости погружным насосом с подачей в сточный трубопровод или в автоцистерны.

На МГУ существует блок подачи химических реагентов, ввод которых осуществляется в поток жидкости в трубопроводах на входе трехфазного сепаратора НСГВ-1-1.6 и выходе сброса сточной воды.

Ввод химических реагентов в закачиваемую продукцию производится дозаторными установками марки УДХ2-БР-2.5 и служит для:

- защиты трубопроводов и оборудования от коррозии;
- максимально эффективного разделения нефти и воды;
- снижения и минимизации эксплуатационных проблем.

Блочными дозаторными установками БР-2,5 предусмотрена закачка химреагентов: деэмульгаторов, ингибиторов солеотложений и коррозии, растворителей парафиноотложений.

Для обеспечения нормального ведения технологического процесса на МГУ и надежности производства предусмотрены следующие вспомогательные системы:

- система электроснабжения;
- система канализации;
- система пожаротушения.

А также на территории объекта предусмотрены перемычки к ранее используемым оборудованьям ГУ: насосам НБ-125 и буферным емкостям (с объемами 50-100 м<sup>3</sup>), использующихся в качестве резерва при аварийных случаях, ремонте (демонтаже) оборудования МГУ. Для этого на МГУ продукты опорожнения после пропарки и промывки технологического оборудования отводятся по канализационной системе в подземную дренажную емкость. Дренажная емкость по мере наполнения и достижения верхнего уровня откачивается и подается по трубопроводу в приемный коллектор на начало процесса или в автоцистерны с вывозом с территории МГУ.

С целью наблюдения за качеством разделения сточной воды из трехфазного сепаратора НСГВ-1-1.6 каждые 2 часа производится отбор проб со специального пробоотборника на остаточную нефтяную эмульсию, анализы которых также производятся на МГУ. Отбор проб и проведения лабораторных работ осуществляет оператор МГУ, обученный и имеющий допуск к данным работам.

Система автоматизации (СА) МГУ представляет собой комплекс средств управления, контроля, сигнализации и защиты, размещаемая непосредственно в операторской и на оборудованьях. Обслуживание объекта осуществляет рабочий персонал в количестве – 3 человек.

Технологический процесс МГУ характеризуется непрерывностью, законченностью технологического цикла. Весь технологический комплекс выполнен на основе строительно-технологических блоков, оснащенных во всех необходимых случаях приборами контроля МГУ.



Трехфазный нефтегазовый сепаратор



Центробежные насосы сточной воды



Печи подогрева нефти 1, 2 ступени



Насосы перекачки нефти НБ-125



2-х фазные нефтегазовые сепараторы



Сепарационный измерительный блок газа

Рис.1. Основное оборудование МГУ АО «Озенмунайгаз»

### Выводы

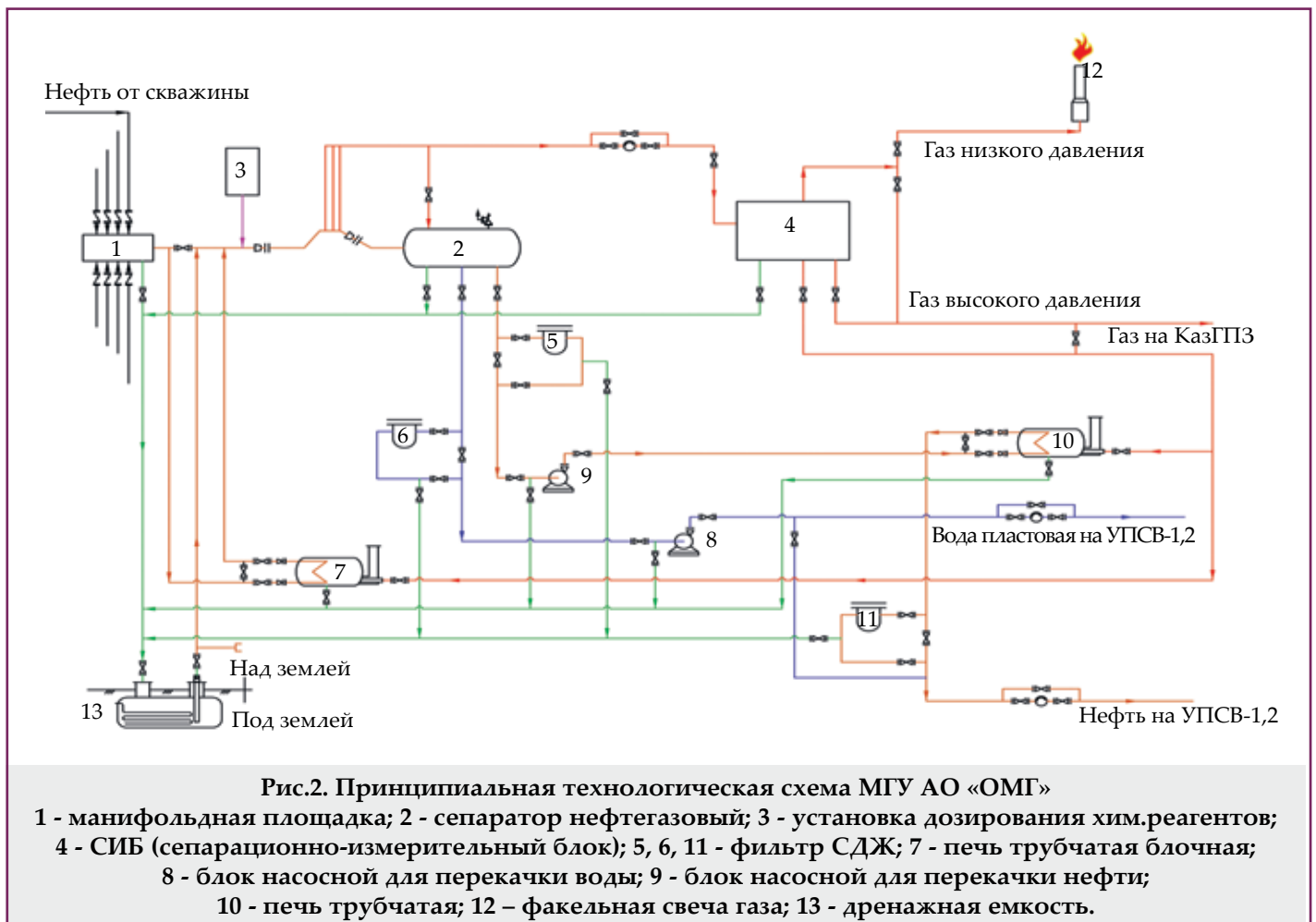
Эксплуатируемые на месторождениях АО «Озенмунайгаз» МГУ по сравнению со стандартными ГУ различаются следующим:

- применением на объектах МГУ трехфазного сепаратора, мини блочной насосной станции для перекачки сточной воды, блока контроля ЩСУ-0.4 кВ, модифицированных приборов и датчиков КИПиА;
- разделением поступающей продукции скважин с помощью трехфазного сепаратора;
- отделением и транспортировкой нефтяной эмульсии с 20% содержанием сточной воды по трубопроводам с МГУ на установки предварительного сброса воды УПСВ-1 и УПСВ-2;
- отделением и транспортировкой попутного нефтяного газа 1-й степени сепарации из трехфазного сепаратора НСГВ-1-1.6 через

сепарационно-измерительный блок и подачей в существующий трубопровод газа в ТОО «КазГПЗ», при этом часть газа используется в качестве топлива для печей подогрева МГУ;

- двухступенчатым подогревом нефти на входе и выходе МГУ;
- технологические агрегаты, оборудование установленные на МГУ, были скомпонованы из имеющегося на предприятии оборудования, при минимальных затратах на модернизацию стандартных ГУ.

Эксплуатацию таких видов МГУ можно применять на других крупных нефтяных месторождениях Республики Казахстан находящихся в 3 и 4 стадиях разработки, при высокой обводненности продукции скважин.



*Литература*

1. ВНТП-3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».  
(VNTP-3-85 «Normy tehnologicheskogo proektirovaniya obyektov sbora, transporta, podgotovki nefiti, gaza i vody neftyanyh mestorojdeniy»)
2. В.Д.Лысенко. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1987.  
(V.D. Lysenko. Development projecting of oil fields. M.: Nedra, 1987)
3. А.М.Лобков. Сбор и транспорт нефти на промыслах. М.: Недра, 1955.  
(A.M.Lobkov. Sbor i transport nefiti na promyslah. M.: Nedra, 1955)
4. К.И.Джиембаева. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Алматы, 2000.  
(K.I.Dziyembaeva. Sbor i podgotovka skvazhinnoy produktsii na neftyanyh mestorojdeniyah. Almaty, 2000)
5. В.И.Шуров. Технология и техника добычи нефти М.: Недра, 1983.  
(V.I.Shurov. Technology and Technics of Oli Mining. M.: Nedra, 1983)

**Updated group units in oil and gas transportation and gathering facilities as an example of field «Uzen» and «Karamandybas»**

**E.K.Tolepbergenov**  
(JSC "KazNIPIMunayGas")

**Abstract**

The article briefly describes the current state of oil-field well-stream gathering system on "Uzen" and "Karamandybas" fields of JSC "Ozenmunaygaz". There presents the review of standard and updated group units, their differences, the equipment specifications.

**«Uzen» və «Karamandıbas» yataqları təmsalında neft və qazın yığılması, nəqli sistemində təkmilləşdirilmiş qurğular**

**E.K.Tolepbergenov**  
(SC "QazNIPIMunayQaz")

**Xülasə**

Məqalədə «Ozenmunayqaz» SC-nin «Uzen» və «Karamandıbas» yataqlarında quyuların məhsulunun yığılması üçün istifadə olunan neft-mədən yığım sisteminin cari vəziyyətinin təsviri verilir. Standart və təkmilləşdirilmiş tipli qurğular qrupu, onların bir-birindən fərqliliyi, avadanlıqların xüsusiyyətləri haqqında icmal verilir.