

УДК 622.276

О ВНЕДРЕНИИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И КОНЦЕПЦИИ ИЗМЕРЕНИЙ В СИСТЕМАХ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Хафизов А.Р.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа
e-mail: hafizov57@mail.ru*

Галиуллин Р.Ш.

ООО «Уфанефтемаш», г.Уфа

Фаткуллин А.А.

ООО «Октябрьский завод нефтеаппаратуры», г.Октябрьский

Аннотация. *В статье предлагается интегрированный подход к организации и совершенствованию систем сбора, подготовки и транспорта продукции нефтегазовых скважин. Предложены технологические решения утилизации попутного газа. Рассматриваются различные варианты систем измерения параметров продукции скважин. Показана структурная схема предлагаемой измерительной установки.*

Ключевые слова: *нефтяной газ, начальное водное разделение, перекачка нефти, сепаратор, трубопроводы, утилизация попутного газа, система сбора продукции скважин*

Проблемы предварительного обезвоживания продукции скважин на месторождениях, утилизации попутного газа и измерений параметров продукции нефтяных скважин являются одними из актуальных в нефтяной отрасли.

Анализ существующих решений по этим проблемам показывает, что в них отсутствуют:

- совместное решение вопросов сброса воды и поддержания пластового давления;
- возможность подготовки сырой нефти до товарных кондиций при расположении установок предварительного сброса воды (УПСВ) в районе нефтеперекачивающей станции (НПС) на расстоянии от 5 до 10 км;
- оптимизация системы сбора и первичной подготовки продукции скважин, с целью сокращения количества дожимных насосных станций (ДНС), расположенных на близких расстояниях;
- реализация технико-технологических решений по утилизации попутного газа (в свете лицензионных требований);
- очень важные аспекты: измерение количества и качества продукции скважин до сдачи товарной нефти на НПС и обеспечение их метрологических показателей на каждом этапе добычи (на скважине и при подготовке продукция скважин в системе сбора, УПСВ, установки подготовки нефти (УПН)).

Рассмотрим технические решения по проблеме предварительного сброса воды. Технические решения, показанные на рис. 1 - 3, базировались на применении трубных нефтегазовых отделителей (ТВО) потока жидкости на нефть, газ, воду, что позволило в короткие сроки решить проблему предварительного сброса воды путем реконструкции существующих ДНС под УПСВ [1-3]. Но, технические решения и исполнения по трубным конструкциям ТВО [2] выполнены конструктивно в громоздком исполнении. Эти ТВО представляют собой наклонную трубу, поднимающуюся от земли на высоту до 12 м. При этом очень трудно было уследить за межфазным уровнем, что снижало эффективность применения ТВО.

Специалистами УГНТУ и ООО «Уфанефтемаш» предлагается конструкция трубного водогазоотделителя (ТВО-1М), показанная на рис. 4, предусматривающая использование потока газожидкостной смеси в напорном гидродинамическом режиме с устойчивым формированием отдельных потоков нефти, газа и воды. В этом случае обеспечивается ламинарный режим потока ГЖС и легко контролируется межфазный уровень. Технологическую схему, показанную на рис. 1, применяют, когда ДНС с УПСВ находится на небольшом расстоянии от кустов скважин.

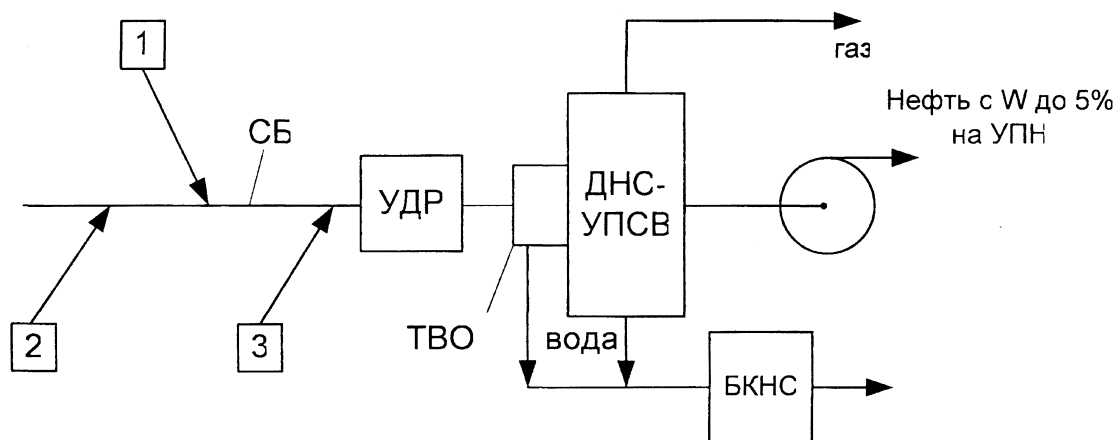


Рис. 1. Технологическая схема реконструкции ДНС под УПСВ:

- 1, 2, 3 – кусты скважин; СБ – сборный трубопровод;
- УДР – узел дополнительных работ; ТВО – трубный водогазоотделитель;
- УПСВ – установка предварительного сброса воды;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция; Н – насос откачки нефти

Но практически ДНС с УПСВ находятся на значительном расстоянии от кустов скважин. Поэтому наши специалисты одними из первых предложили технико-технологические решения по сбросу воды непосредственно на кустах скважин и со сборного трубопровода (путевой сброс), показанные на рис. 2.

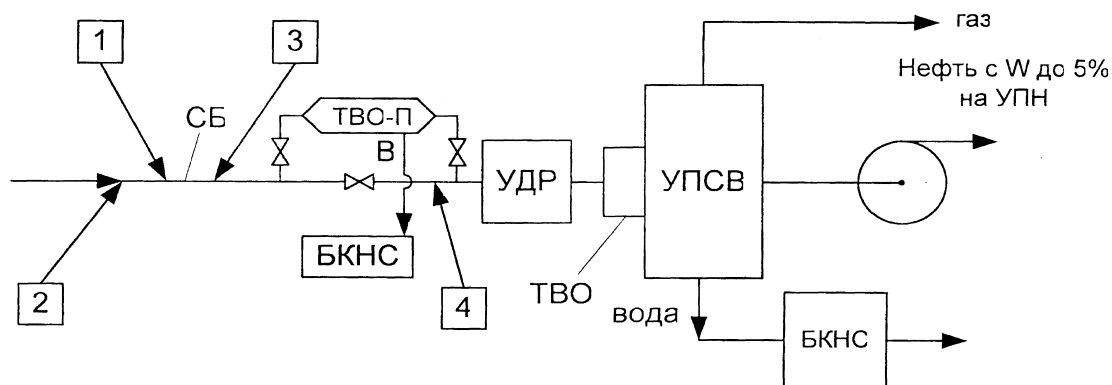


Рис. 2. Технологическая схема путевого сброса воды из сборного трубопровода:
1, 2, 3, 4 – кусты скважин; ТВО-П – трубный водоотделитель путевой

Реализация такой схемы транспорта нефти и её подготовки позволяет максимально сократить объемы перекачки, металлоемкость трубопроводов, увеличить пропускную способность трубопроводов и, как следствие, обеспечить возможность наращивания добычи продукции скважин без строительства дополнительных трубопроводов, снизить капитальные затраты.

На рис. 3 показано оригинальное расположение miniУПСВ непосредственно на кустах скважин. В этом случае возможна закачка воды в пласт прямо на кусте скважин, что экономит прокладку дополнительных трубопроводов и снижает капитальные затраты.

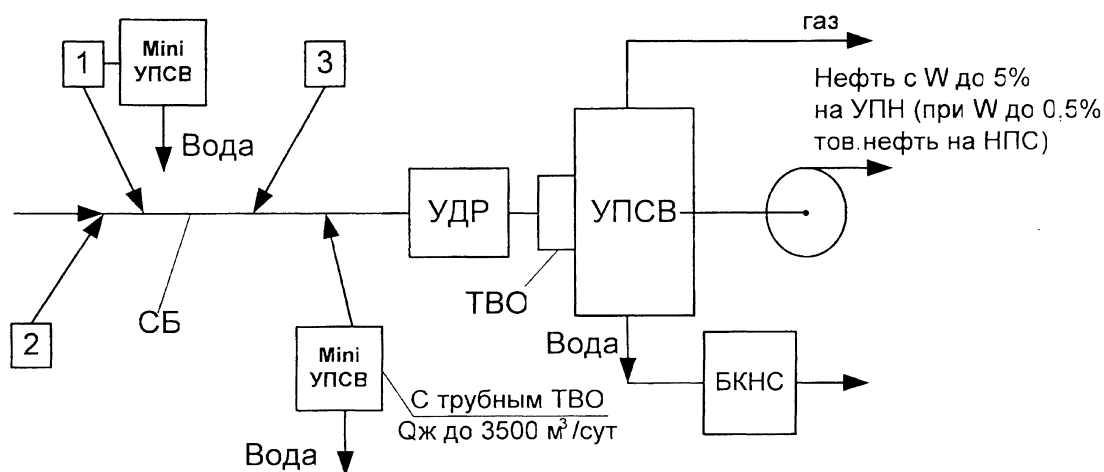


Рис. 3. Технологическая схема сброса воды на кустах скважин

На рис. 5 показан один из вариантов технологической схемы miniУПСВ.

На рис. 6 показан вариант технологической схемы предварительного сброса воды на кустах скважин с применением ТВО-1М с закачкой части отделяемой пластовой воды в пласт. Если для miniУПСВ срок окупаемости составляет 1-3 года, то с применением ТВО-1М – менее 1 года.

На рис. 7 показана схема устройства для путевого сброса воды.

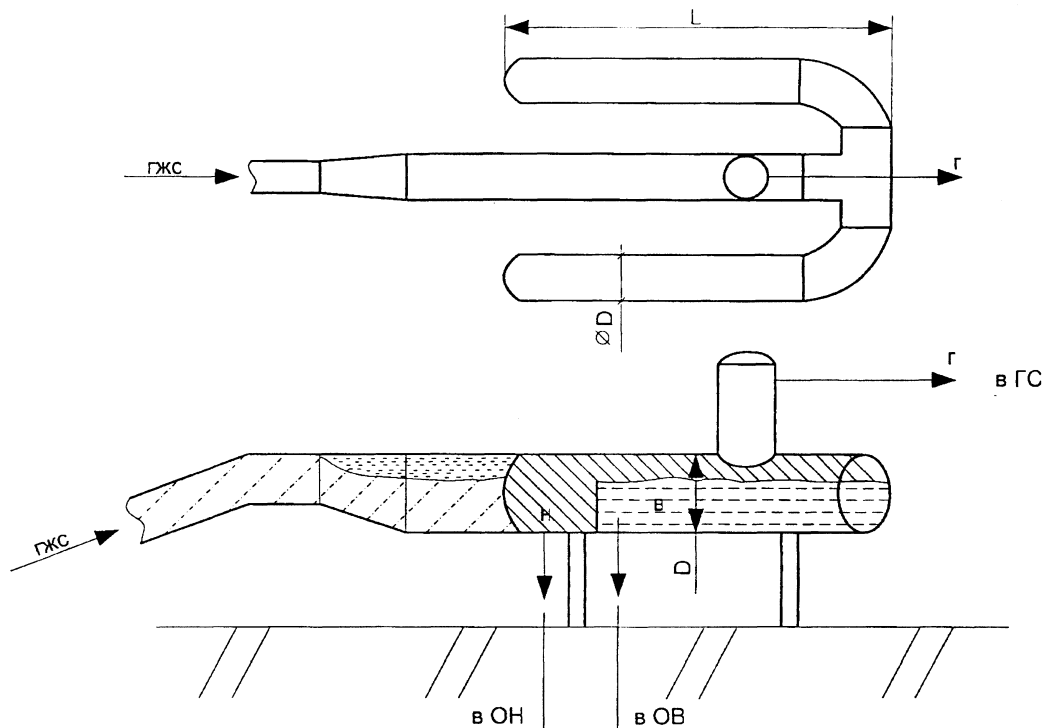


Рис. 4. Вариант компоновки узла со сбросом воды и отбором газа в трубном малогабаритном исполнении:

гжс – газожидкостная смесь (нефть+вода+газ); г – газ; н – нефть; в – вода;
ОН – отстойник нефти; ОВ – отстойник воды; ГС – газосепаратор

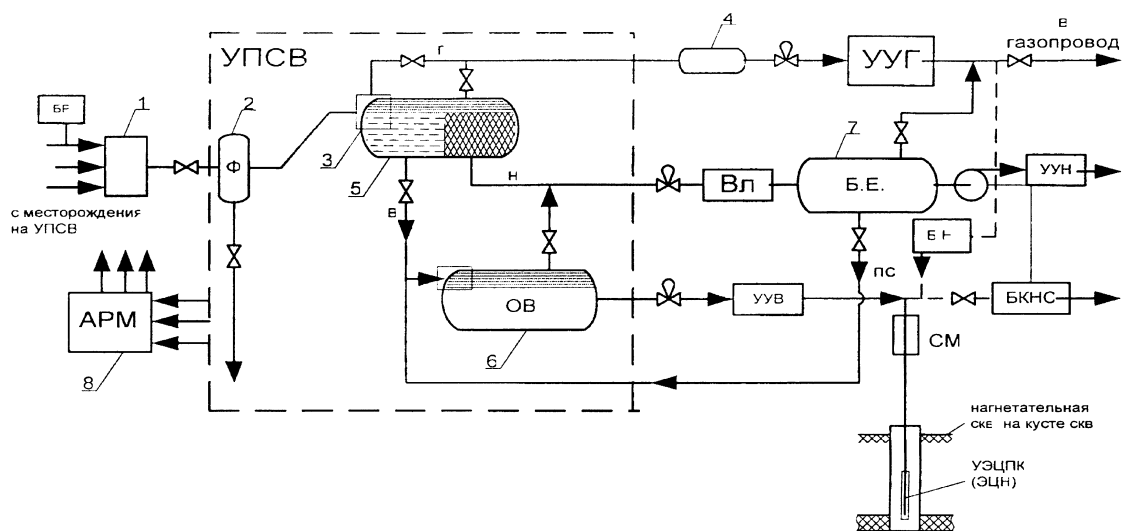


Рис. 5. Сброс воды на кусте или кустах (объединенных в 2-3 куста)
300 - 5000 м³/сут в емкостном исполнении

1 – узел входных задвижек; 2 – фильтр; 3 – узел формирования 3-х фазного потока;
4 – газосепаратор; 5 – сепаратор 3-хфазный (нефть-вода-газ); 6 – отстойник воды;
7 – буферная емкость нефти; 8 – операторная (АРМ); УУН – узел учета нефти;
УУГ – узел учета газа; УУВ – узел учета воды;
Вл – влагомер (остаточная обводненность нефти); ПС – периодический сброс воды;
БН – бустерный насос; СМ – смеситель вода-газ.

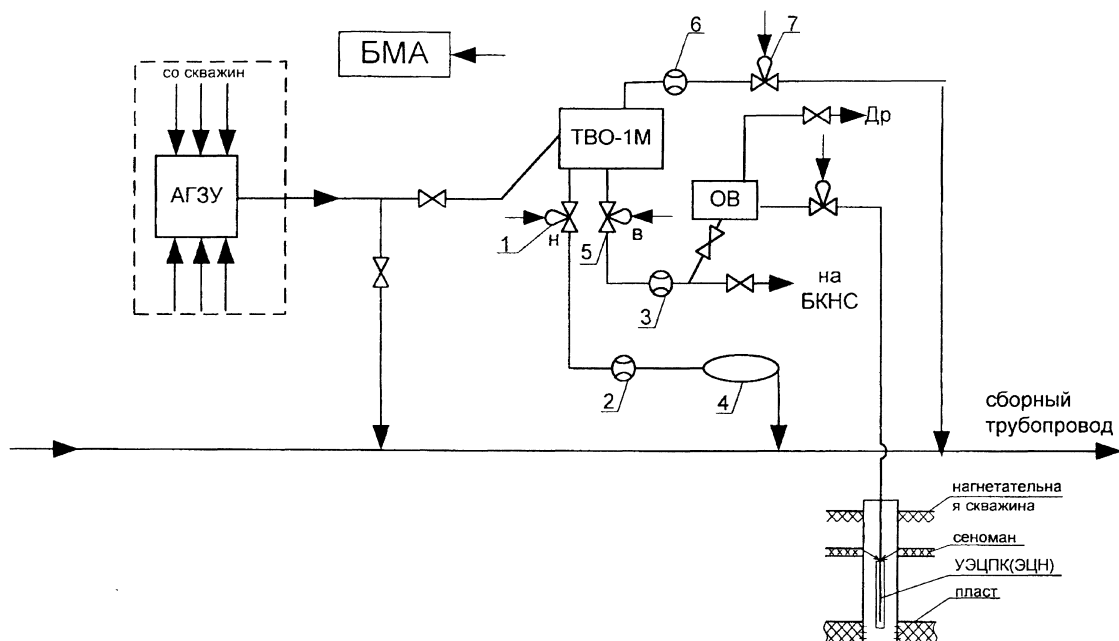


Рис. 6. Технологическая схема предварительного сброса воды на кустах скважин в трубном исполнении:

- 1 – клапан регулирующий по нефти; 2 – расходомер воды; 3 – расходомер воды; 4 – влагомер; 5 – клапан регулирующий по воде; 6 – расходомер по газу; 7 – регулятор перепада давления; БМА – блок местной автоматики УПСВ-К; ТВО-1М – трубный водоотделитель; ОВ – отстойник воды; Др – дренаж

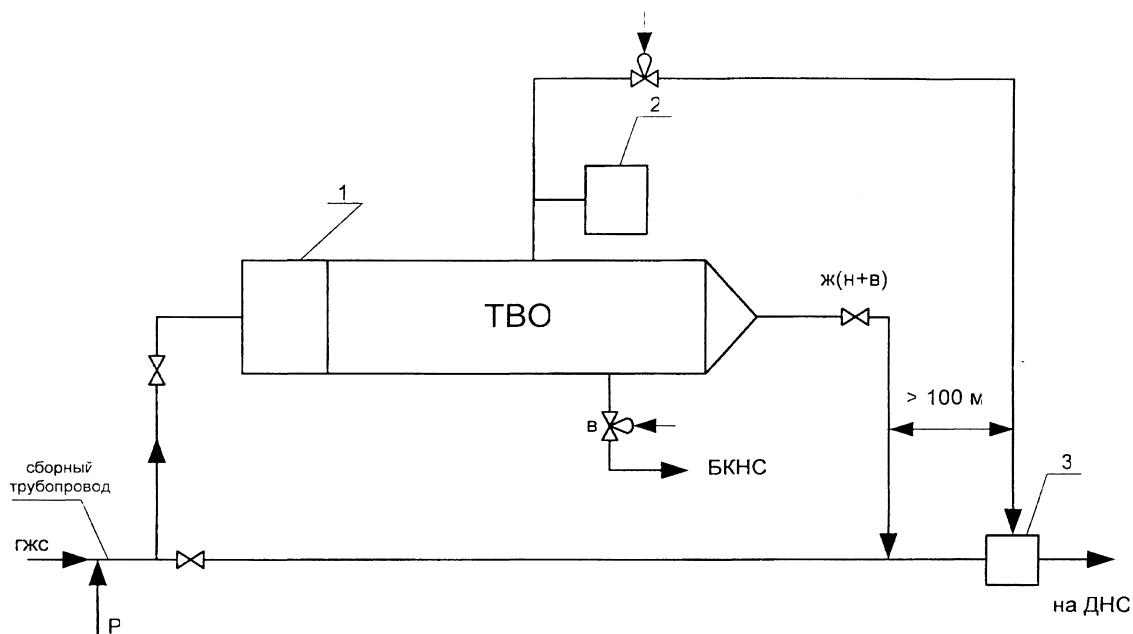


Рис. 7. Путьевой сброс пластовой воды из сборного трубопровода:

- 1 – устройство ввода гжс в ТВО; 2 – регулятор уровня и раздела фаз нефть-вода; 3 – устройство ввода газа; ТВО - трубный водоотделитель; гжс – газожидкостная смесь (нефть-газ-вода); г – газ; в – вода; н – нефть; КНС – кустовая насосная станция; ДНС (УПСВ) – дожимная насосная станция; «> 100 м» – не менее 100 м; Р – блок подачи реагентов

Таким образом, внедрение предварительного обезвоживания нефти непосредственно на промыслах вызывает необходимость в комплексном подходе к решению промысловых задач при подготовке и измерении продукции скважин непосредственно на месторождениях.

Что касается проблемы утилизации газа, то поскольку введены лицензионные требования по утилизации попутного газа (ПГ), сжигаемого в факелах, одновременно должны быть введены технико-технологические решения по использованию газа как углеводородного сырья, добываемого вместе с нефтью, а не только как решение экологических задач.

На современном этапе в нефтегазодобывающих регионах РФ на факелах сжигается 10-15 млрд. м³ газа (включая и высоконапорный), в котором практически до 20 % содержатся компоненты, составляющие потенциал нефти (C_{5+В}). Это – ориентировочные показатели, а фактические могут быть значительно выше.

О проблеме в этой сфере свидетельствует существующий разброс данных от органов, занимающихся статистикой ПГ. Так в отчетности за 2005 г. объем сжигаемого ПГ по данным Росстата составил 13,1 млрд м³, Росгеолфонда – 13,4 млрд м³, ЦДУ ТЭК – 14,9 млрд м³. Одним из пунктов комплекса мер по утилизации ПГ является в первую очередь установка приборов учета. По данным [5] в 2006 году из общего объема добытого в России ПГ практически 25 % было сожжено, в составе которого – 7,1 млн тонн этана, 6,7 млн тонн пропан-бутана и 13 млн м³ гелия.

По выражению известного российского ученого В.Г. Шухова: «Топить можно и ассигнациями». У нас не только «топят, а сжигают бессмысленно углеводороды, которые являются ценнейшим сырьем для газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) и нефтехимической промышленности.

Традиционные способы утилизации ПГ путем компримирования, подготовки газа и его транспортирования до ГПЗ, использования на собственные и бытовые нужды не позволили существенно увеличить объемы утилизации газа по следующим причинам: низкая цена ПГ, значительная удаленность месторождения от ГПЗ и сборных газопроводов, недостаточный объем газа для промышленного использования, наличие сероводорода, меркаптанов, азота и других примесей, которые требуют дополнительной подготовки ПГ до уровня требований ОСТ [6]. Проектные решения мало увязаны с решениями по утилизации ПГ. То есть, технико-технологические решения должны формироваться для конкретного объекта месторождения с учетом: обустроенности, географического расположения, системы трубопроводов, дорог, физико-химических параметров продукции скважин, компонентного состава нефти и ПГ, давления, температуры и других параметров.

Такой подход должен решаться на этапе предпроектной проработки технико-технологических решений и бизнес-планов.

На рис. 8 приведены варианты по утилизации низконапорного ПГ: с применением мультифазного насоса (МФН) и с применением насосно-эжекторной установки (НЭУ). Для варианта с применением НЭУ капитальные затраты в 5 раз меньше, чем с применением МФН.

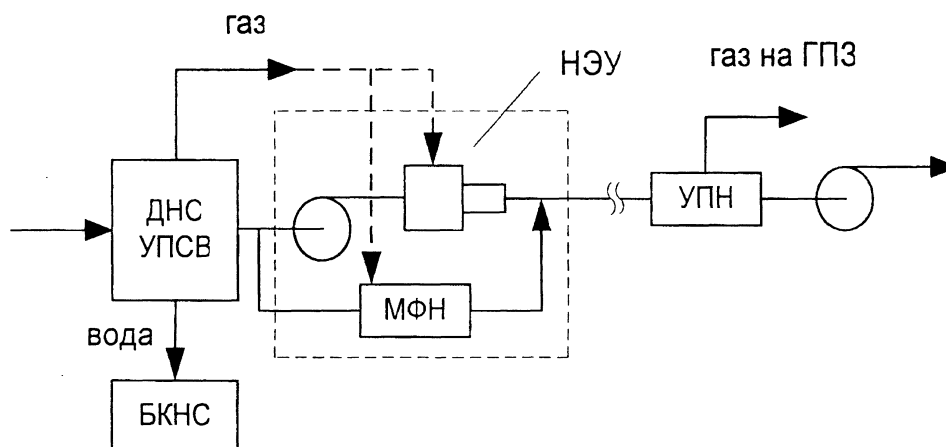


Рис. 8. Утилизация газа с НЭУ и МФН:

НЭУ – насосно-эжекторная установка; МФН – многофазный насос;
БКНС – блочная кустовая насосная станция; УПН – установка подготовки нефти

На рис. 9 приведен вариант утилизации газа с возвратом его на вход сепаратора. Абсорбция жидких углеводородов нефтью из газа способствует увеличению выхода товарной нефти на 0,5 %.

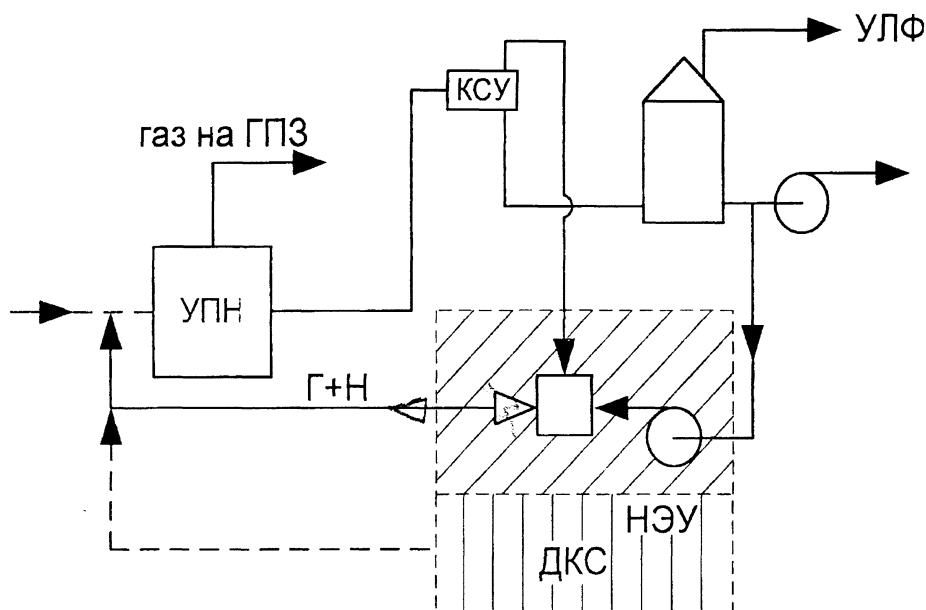


Рис. 9. Утилизация газа КСУ рециркуляцией на вход сепаратора УПН:
ДКС – дожимная компрессорная станция; КСУ – конечная сепарационная установка;
УЛФ – уловитель легких фракций

На рис. 10 показана комплексная утилизация ПГ с получением товарных компонентов – пропан-бутана, ШФЛУ (C_5+V) с УПГ, в том числе, и для моторного топлива, а компоненты C_1, C_2 на собственные нужды и для получения электроэнергии. Здесь срок окупаемости от 3 до 5 лет.

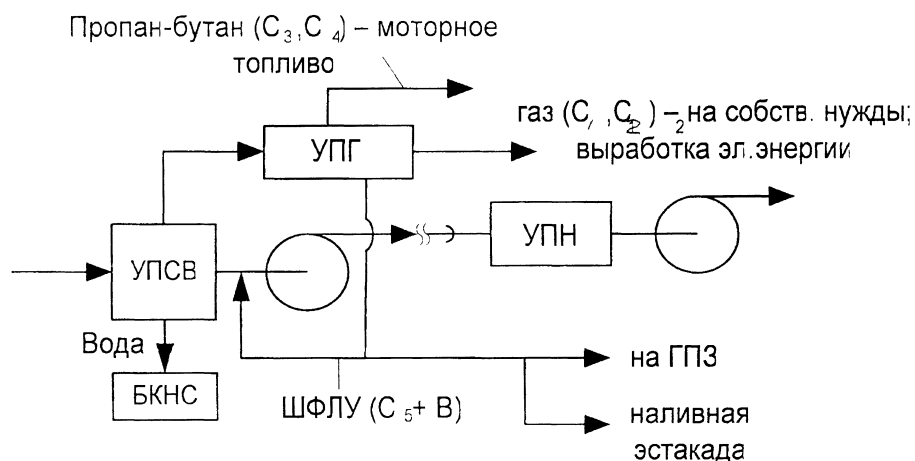


Рис. 10. Комплексная утилизация газа

УПСВ – установка предварительного сброса воды; УПГ – установка подготовки газа;
БКНС – блочная кустовая насосная станция (ППД)

На рис. 11 предлагается схема утилизации ПГ с использованием бустерного насоса, с помощью которого давление газа повышается с 0,6 МПа до 20 МПа. Такая схема позволяет снизить срок окупаемости до 3 месяцев.

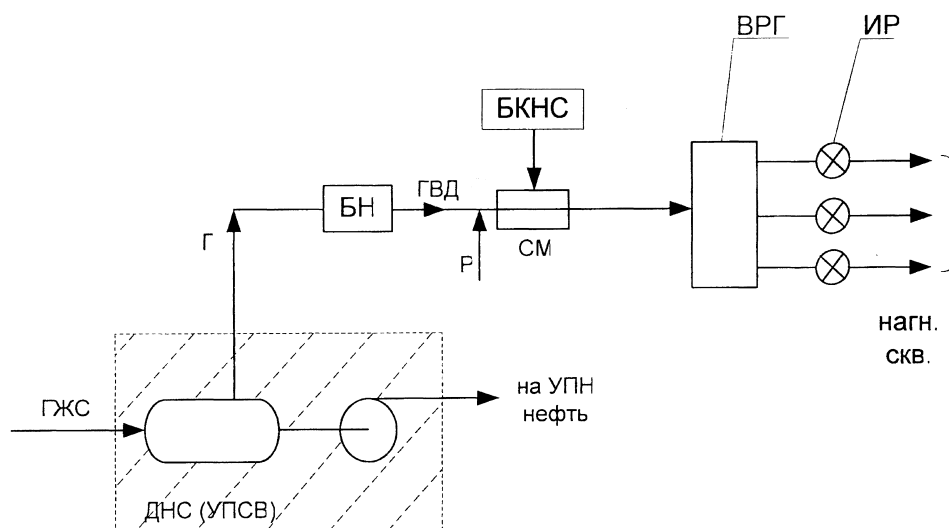


Рис. 11. Утилизация газа в систему ППД:

ГЖС – газ+нефть+вода; БН – бустерный насос;
ГВД – газ высокого давления (до 20,0 Мпа);
ВРГ – водораспределительная гребенка; СМ – смеситель;
Р – реагент-эмульгатор; ИР – измерители расхода

Одним из вариантов утилизации ПГ является закачка ПГ в смеси с водой в систему поддержания пластового давления (ППД). Этот вариант рассматривается не только как утилизация ПГ, но и как способ интенсификации добычи нефти – повышение коэффициента извлечения нефти (КИН), снижение обводненности и других показателей эксплуатации нефтяных месторождений [7-11].

Одним из главных факторов, влияющих на эффективность и производительность добычи нефти, является измерение дебита скважин. Знание этого показателя необходимо не только для выбора режима работы скважины, насосного оборудования, технологического учета продукции скважин с требуемой точностью [12], но и на этапе актуализации геологической и промысловой информации по результатам исследований отдельной скважины.

Однако измерения дебита скважин разными замерными установками показали значительные расхождения в замерах от 12 до 25 %. При этом измерения проводились по жидкости, а не по компонентам продукции скважин – по нефти, газу и воде. Данные по измерениям дебита скважин предназначены: для управления разработкой месторождения, для диагностики процесса добычи, для распределения продукции скважин по компонентам: нефть - газ - вода.

Специалистами УГНТУ и ООО «Уфанефтемаш» предлагается рабочая и эталонная измерительные установки (ИУ), с помощью которых можно измерять фактические параметры продукции добывающих скважин: дебиты по нефти, газу и воде; оценивать потенциал пласта, что является основой для планирования мероприятий по повышению нефтеотдачи. Практически эти измерения позволят не только прогнозировать, но и учитывать возможное получение массы дегазированной и обезвоженной нефти, поступающей на ДНС, УПН и далее на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) и продажу товара конечным пользователям.

Ниже приведены эксплуатационные и метрологические характеристики эталонной ИУ:

Рабочее давление, МПа	до 4,0
Температура, °С	до 80
Вязкость продукции скважины, сСт	до 200
Гидравлические потери тракта ИУ, МПа	скомпенсированы
Исполнение	мобильное
Параметры продукции скважин:	
Дебит, м ³ /сут	до 400
Газовый фактор, м ³ /т	до 400
Обводненность, %	до 98

Пределы относительной погрешности при измерениях:

Массы жидкости	$\pm 0,5 \%$
Массы обезвоженной нефти с содержанием воды в сырой нефти:	
до 70 % об.	$\pm 3,0 \%$
от 70 до 90% об.	$\pm 7,0\%$
от 90 до 98 % об.	$\pm 20 \%$
массы воды	$\pm 2,5 \%$
объема газа (при нормальных условиях)	$\pm 1,5 \%$

Вышеприведенные пределы относительной погрешности измерений массы обезвоженной нефти в 2-3 раза меньше допускаемых пределов, указанных в ГОСТ Р 8.615 [13], поэтому с помощью эталонной ИУ можно поверять рабочие ИУ прямо на месте эксплуатации.

На рис. 12 приведена структурная схема эталонной ИУ, позволяющая реализовать приведенные показатели.

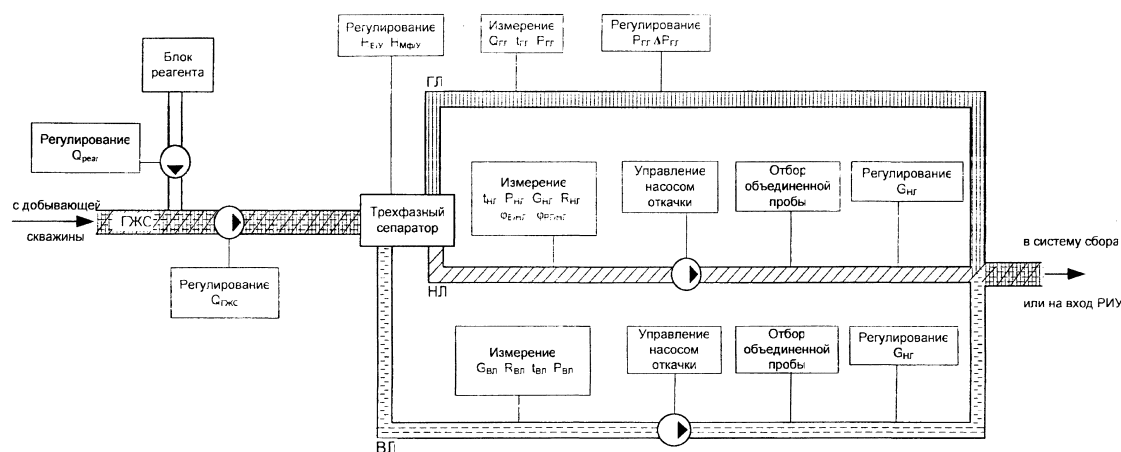


Рис. 12. Структурная схема эталонной измерительной установки:

t - температура; P - давление; G - расход массовый; R - плотность; φ_v - содержание воды; $\varphi_{рг}$ - содержание растворенного газа; Q - расход объемный; ΔP - перепад давления;

H - уровень; в/у - верхний уровень; м/ф - межфазный уровень;

ГЖС - газожидкостная смесь; ГЛ - газовая линия; НЛ - нефтяная линия;

ВЛ - водяная линия; РИУ - рабочая измерительная установка

С помощью оригинальной конструкции гидроциклона на входе трехфазного сепаратора достигается отделение газа от газожидкостной смеси до 90 %. С помощью оригинальной конструкции трехфазного сепаратора в нефтяной линии после сепаратора остается не более 30 % воды, а в водяной линии содержание воды превышает 80 %. При этом исключается переходный режим между обратной и прямой эмульсиями, который находится в пределах от 40 до 70 %. А значит повышается точность измерения содержания воды в нефти и массы обезвоженной нефти.

Выводы

1. Широкомасштабное внедрение технико-технологических решений по предварительному обезвоживанию продукции нефтяных скважин, а именно, применение оригинальной конструкции ТВО-1М, путевого сброса воды, расположение miniУПСВ на кустах скважин, закачка воды в пласт прямо на кусте скважин позволяет:

- значительно снизить балластную перекачку воды вместе с нефтью на центральный пункт сбора (ЦПС) и откачку воды с ЦПС на объекты ППД;
- разгрузить трубопроводы от ДНС до ЦПС, что позволяет наращивать объем добычи без прокладки дополнительных трубопроводов;
- снизить интенсивность коррозионных процессов от ДНС до ЦПС;
- использовать положительный эффект от закачки в систему ППД более теплой воды, что особенно важно в зимнее время;
- существенно снизить расходы на электроэнергию при перекачке от УПСВ до ЦПС.

2. Проблема утилизации ПГ для конкретных месторождений должна решаться на этапе предпроектной проработки технико-технологических решений и бизнес-планов. Наилучшими вариантами по утилизации ПГ являются:

- применение насосно-эжекторной установки;
- рециркуляция ПГ с возвратом его на вход сепаратора;
- применение бустерного насоса;
- закачка ПГ в смеси с водой в систему ППД.

3. Предложена концепция эталонной ИУ, с помощью которой можно решать следующие задачи:

- измерять фактические параметры продукции добывающих скважин с высокой точностью, что является основой для мероприятий по повышению нефтеотдачи;
- проводить поверку и испытания для целей утверждения типа рабочих ИУ и многофазных расходомеров непосредственно на месте эксплуатации.

Литература

1. Пестрецов Н.В., Зайнагабдинов Ч.Ф., Амброс В.С., Ненашев В.А., Назаров В.В. Совершенствование технологии предварительного сброса воды в системах сбора продукции скважин на месторождениях АО «Юганскнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. 1995. № 8. С. 68 - 69.

2. Пестрецов Н.В., Атнабаев З.М., Витко О.Т., Левин Ю.А., Шимнявич С.В., Слюсарев Ю.Н. Технология предварительного сброса воды на Тепловском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. 1999. № 5. С. 47.

3. Горячев А.А., Туманов А.П., Кноев А.Я. Сбор и транспорт нефти на небольших по запасам и удаленных от развитой инфраструктуры нефтяных месторождениях // Нефтяное хозяйство. 2007. № 8. С. 46 - 47.
4. РД 39-0148070-303-85. Руководство по применению технологии сепарации нефти для месторождений с высоким газовым фактором. «СибНИ-ИНП», 1985. С. 15.
5. Караганов В.В. Чтобы повысить эффективность использования попутного нефтяного газа, революционные подходы не нужны // Нефть и Капитал. 2007. № 11.
6. ОСТ 51. 40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.
7. Ханс-Юрген Шьенер, Жак де Салис. Современные многофазные насосы и их использование на нефтяных месторождениях // Oil and Gas Eurasia. 2006. №10. <http://www.oilandgaseurasia.ru/articles/p/17/article/175/>
8. Байков Н.М. Утилизация нефтяного и углекислого газа для повышения нефтеотдачи на месторождениях США и Канады // Нефтяное хозяйство. 2007. № 6. С. 105 - 108.
9. Лысенко В.Д Проблемы разработки залежей нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа // Нефтепромышленное дело. 2007. № 2. С. 4 - 9.
10. Зацепин В.В. Опыт промышленной реализации технологий водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт. Продолжение // Нефтепромышленное дело. 2007. № 2. С. 9 - 15.
11. Зарипов М.С. Совершенствование технологии водогазового воздействия, подготовки и закачки рабочих агентов в пласт. Автореферат дисс. на соиск. уч. ст. к.т.н. Уфа, 2006.
12. Силкина Т.Н., Королев К.Б., Воронков А.А., Комаров В.С. Точность получения параметров при различных видах гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2007. № 10. С. 111 - 113.
13. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

**IMPLEMENTING NEW TECHNOLOGIES
AND MEASUREMENT CONCEPTS
IN GATHERING SYSTEMS AND WELL PRODUCTION PROCESSING**

A.R. Khafizov

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
e-mail: hafizov57@mail.ru*

R. Sh. Galiullin

Ufaneftemash LLC, Ufa, Russia

A.A. Fatkullin

Oktyabrskiy Oil Equipment Plant LLC, Oktyabrskiy, Russia

Abstract. *An integrated approach to improving and implementing gathering systems, oilfield transportation and to processing oil, gas or water well production is offered, and technological solutions for associated gas utilization are demonstrated. The most important requirements for well production rate measurement with minimum error bounds for oil, gas and water are reviewed. A block flow diagram of the suggested measuring equipment is included.*

Keywords: *associated gas, initial water separation, pipe separator, field gathering systems, associated gas utilization*

References

1. Pestretsov N. V., Zainagabdinov Ch .F., Ambros V.S., Nenashev V.A., Nazarov V.V. Sovershenstvovanie tekhnologii predvaritel'nogo sbrosa vody v sistemakh sbora produktsii skvazhin na mestorozhdeniyakh AO "Yuganskneftegaz" (Improved technology in initial water separation at field gathering systems systems of JSC "Yuganskneftegaz"), *Neftepromyslovoe delo*, 1995, Issue 8, pp. 68 - 69.
2. Pestretsov N.V, Atnabaev Z.M., Vitko O.T., Levin Yu.A., Shimnyavich S.V., Slyusarev Yu.N. Tekhnologiya predvaritel'nogo sbrosa vody na Teplovskom mestorozhdenii OAO "Yuganskneftegaz" (Initial awter separation technology at Teplovskoe oilfield of "Yuganskneftegaz"), *Neftepromyslovoe delo*, 1999, Issue 5, p. 47.
3. Goryachev A.A., Tumanov A.P., Knoev A.Ya. Sbor i transport nefiti na nebol'shikh po zapasam i udalennykh ot razvitoi infrastruktury neftyanykh mestorozhdeniyakh (Oil gathering and transportation at remote from infrastructure oil fields with small reserves), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, Issue 8, pp. 46 - 47.
4. RD 39-0148070-303-85. Rukovodstvo po primeneniyu tekhnologii separatsii nefiti dlya mestorozhdenii s vysokim gazovym faktorom (Application manual on oil separation technology for oil fields with high gas-oil ratio). SibNI-INP, 1985. P. 15.
5. Karaganov V.V. Chtoby povysit' effektivnost' ispol'zovaniya poputnogo nef-tyanogo gaza, revolyutsionnye podkhody ne nuzhny (For increasing the efficiency of

utilization of associated petroleum gas, revolutionary approaches are not needed), *Neft i Kapital*, 2007, № 11.

6. OST 51. 40-93. Gazy goryuchie prirodnye, postavlyaemye i transportiruemye po magistral'nym gazoprovodam. Tekhnicheskie usloviya (Natural combustible gases delivered and transmitted by gas-main pipelines. Technical requirements).

7. Hans-Juergen Schoener, Jacques de Salis. State-of-the-art multiphase pumps boost oil well production, *Oil and Gas Eurasia*, 2006, Issue 10.
<http://www.oilandgaseurasia.ru/articles/p/17/article/175/>

8. Baikov N.M. Utilizatsiya neftyanogo i uglekislogo gaza dlya povysheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyakh SShA i Kanady (Utilization oil and carbon dioxide for enhanced oil recovery in the fields of the United States and Canada), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, Issue 6, pp. 105 - 108.

9. Lysenko V.D Problemy razrabotki zalezhei nefti pri gazovom zavodnenii i chereduyushcheisya zakachke vody i gaza (Problems of development of oil deposits with gas flooding and alternating water and gas injections), *Neftepromyslovoe delo*, 2007, Issue 2, pp. 4 - 9.

10. Zatsepin V.V. Opyt promyshlennoi realizatsii tekhnologii vodogazovogo vozdeistviya s zakachkoi vodogazovoi smesi v plast. Prodolzhenie (Experience in industrial implementation of water-gas technologies with the effects of injection of water-gas mixture into the formation. Continued), *Neftepromyslovoe delo*, 2007, Issue 2, pp. 9 - 15.

11. Zaripov M.S. Sovershenstvovanie tekhnologii vodogazovogo vozdeistviya, podgotovki i zakachki rabochikh agentov v plast (Improved technologies in water-alternated-gas injection, preparation and injection working agents in the reservoir). PhD Thesis. Ufa, 2006.

12. Silkina T.N., Korolev K.B., Voronkov A.A., Komarov B.C. Tochnost' polucheniya parametrov pri razlichnykh vidakh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin (Parameters obtaining precision at various kinds of hydrodynamical wells survey), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, Issue 10, pp. 111 - 113.

13. GOST R 8.615-2005 GSI. Izmereniya kolichestva izvlekaemoy iz nedr nefti i neftyanogo gaza. Obshchie metrologicheskie i tekhnicheskie trebovaniya (State system for ensuring the uniformity of measurements. The measuring of quantity of taken from bowels oil and oil gas. General metrological and technical requirements).