

Совершенствование устьевого оборудования скважин в целях технологического мониторинга и безопасности обслуживания

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10016

М.Д. Валеевд.т.н., профессор, технический директор¹
vm5943@mail.ru**А.М. Насыров**к.т.н., профессор кафедры РЭНГМ²
amdakh-nasyrov@rambler.ru**М.Д. Курамшин**аспирант²
MDKuramshin@udmurtneft.ru¹ООО НПФ «ВМ система», Уфа, Россия²Институт нефти и газа им. М.С. Гусериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия

Контроль и регулирование параметров работы глубиннонасосного оборудования, обеспечение промышленной и экологической безопасности, снижение недобора нефти во многом зависят от комплектации приборами контроля и измерения параметров на устье скважины. Сегодняшний технический уровень обвязки устья скважин требует совершенствования в целях снижения недобора нефти, обеспечения безопасности обслуживания, недопущения аварий и инцидентов.

Материалы и методы

Предложенные мероприятия основаны на фактических промысловых данных, анализе существующего состояния обустройства скважин, аналитических расчетах технологических параметров скважин.

Ключевые слова

устьевое оборудование, датчик давления, датчик температуры, индикатор подачи, узел технологического контроля, промышленная и экологическая безопасность

При изменении стадий разработки месторождения меняются и осложняющие факторы эксплуатации скважин, что требует модернизации скважинного оборудования или смены оборудования на другое. Так для повышения выработки запасов нефти в последние годы разработаны и внедрены десятки видов оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации объектов добычи нефти, а также для обеспечения новых или дополнительных функций добывающих скважин. Разработаны новые виды пакерно-якорного оборудования для разобщения пластов, новые телеметрические системы измерения давления, температуры, вибрации и других параметров, в том числе влагомеров, расходомеров. Нашли применение различные технические системы для борьбы с осложнениями: дозирующие устройства, линии подачи химических реагентов от устья на прием насосов, саморегулирующие нагревательные кабельные линии и другие. Применение в добыче нефти вентильных электродвигателей, разработка и внедрение в производство погружного насосного оборудования малых габаритов относятся к прогрессивным и энергосберегающим технологиям.

Развитие информационных технологий позволяет качественно улучшить применение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП), и защиту оборудования от аварийного разрушения.

В связи с увеличением обводненности продукции скважин возрастает коррозионное разрушение скважинного оборудования. В этой связи применение стеклопластиковых насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) для нагнетания сточной воды позволило получить значительный технологический и экономический эффект. То же самое можно сказать о применении стеклопластиковых насосных штанг для добычи коррозионно-активных флюидов насосами малого диаметра.

Несмотря на определенный прогресс в разработке и внедрении технологий добычи нефти остается нерешенным ряд проблем в обеспечении контроля эксплуатации устьевого скважинного оборудования. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности требуют оснащения устьевого оборудования скважин датчиками давления, температуры, пробоотборными устройствами, средствами автоматической защиты от инцидентов. Технологические регламенты отдельных предприятий предусматривают также установку на манифольде скважины обратного клапана, не допускающего переток жидкости из выкидной линии на территорию скважины в случае обрыва полированного штока или разгерметизации сальника установки скважинного штангового насоса (далее — УСШН). При необходимости предусматривается установка датчиков подачи или счетчиков количества добываемой жидкости (далее — СКЖ).

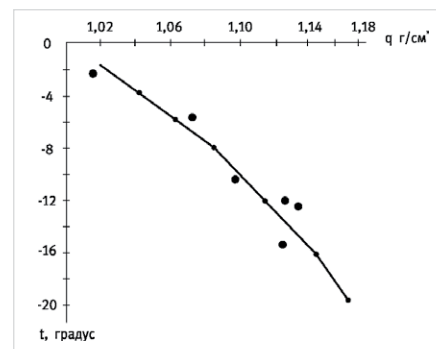


Рис. 1 — Зависимость температуры замерзания пластовой воды от плотности добываемой жидкости

Fig. 1 — The dependence of the freezing temperature of formation water on the density of the produced fluid

Если датчики давления и пробоотборники установлены на скважинах практически во всех добывающих компаниях Российской Федерации, то наличие термокармана или датчика температуры, а также датчика подачи носит нерегулярный характер.

В связи с опреснением попутно-добываемой пластовой воды нередки случаи замерзания выкидной линии при простоях скважин во время отрицательных температур окружающей среды. На рис. 1 приведена экспериментальная зависимость температуры замерзания пластовой воды от ее плотности, т.е. минерализации. Замерзание линий приводит к серьезным инцидентам при запуске скважины после простоев, связанных с ремонтами подземного и наземного оборудования.

Наличие термометра в кармане манифольдной линии скважины могло бы предупредить возможные случаи срыва сальника, порыва прокладок и других инцидентов при запуске скважины с замерзшей выкидной линией.

Наличие датчика подачи или расходомера, даже с увеличенной погрешностью, могло бы освободить оператора от проверки подачи скважины методом закрытия задвижек, что не всегда безопасно. Оператор при глушении скважины проверяет наличие циркуляции также закрытием задвижки, что нередко приводит к мгновенному повышению давления на устье, опаздыванию открытия клиновой задвижки, порыву прокладок и другим опасным последствиям.

Отсутствие вышеуказанных приборов и устройств снижает уровень и оперативность мониторинга работы скважины, не позволяет своевременно предупреждать осложнения, что неизбежно приводит к увеличению недобора нефти. Это особенно важно при добыче высоковязких и парафинистых нефтей [1]. Классическая схема устьевого обвязки приведена на рис. 2а. Рекомендуемая схема



Рис. 2а — Применяемая обвязка скважины, оборудованной СШНУ
Fig. 2a — Used wellhead setup at sucker-rod pumping unit wells

обвязки устьевого оборудования для скважин с УСШН приведена на рис. 2б.

Для безопасной работы обслуживающего персонала было бы целесообразно обеспечить устьевые обвязки скважин узлами технологического контроля (рис. 2б) [2]. Узел технологического контроля устанавливается в конце манифольда перед выкидной задвижкой с тем, чтобы при разборке устьевой арматуры в процессе подземного ремонта все элементы технологического контроля оставались на месте. Такие узлы испытывались на скважинах Гремixinского месторождения. Основным элементом узла — индикатор подачи, который является обратным клапаном с приводным рычагом и не дает газожидкостной смеси выкидной линии разрядиться на устье в случае разгерметизации сальника. Оператор нажатием рычага перекрывает клапан, абсолютно безопасно определяет подачу скважины. Кроме того, по темпу изменения давления определяет тенденцию изменения производительности по сравнению с предыдущими сутками, а также может диагностировать некоторые неполадки СШНУ (рис. 3). Например, в случае обрыва штанг при закрытом индикаторе подачи при ходе штанг вверх давление снижается, при ходе штанг вниз — повышается. Указанный график — практическая динамика давления на устье скважины №371 Гремixinского месторождения).

В комплекс приборов входит также пробоотборник, обеспечивающий отбор пробы из турбулентного потока жидкости, который снижает погрешность при определении содержания воды в продукции скважины. Узел

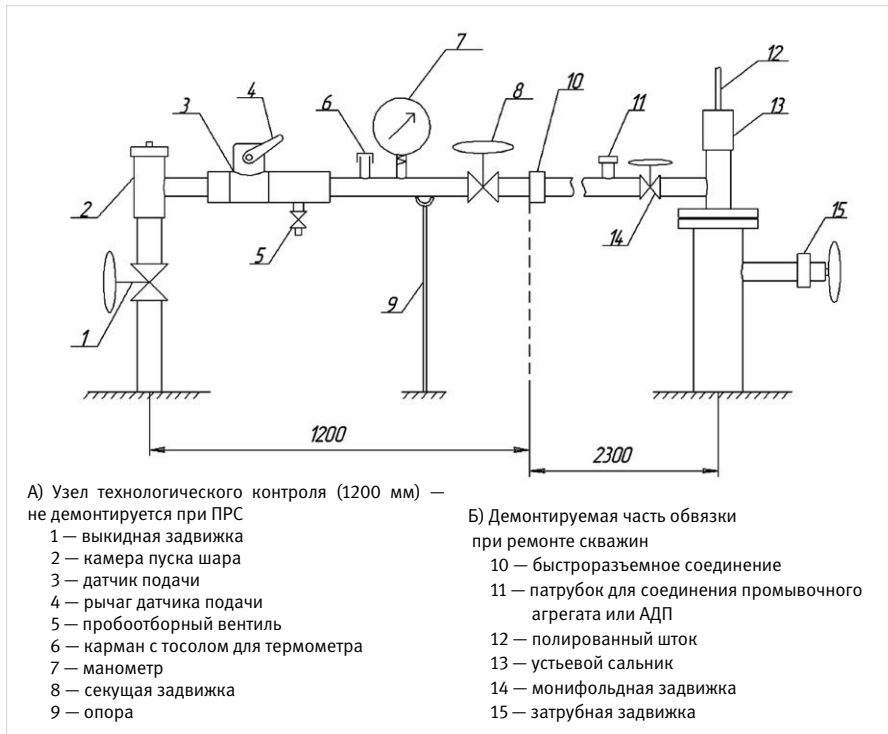


Рис.2б — Рекомендуемая схема обвязки устьевого оборудования скважины, оборудованной СШНУ
Fig. 2b. — Recommended design of wellhead setup at sucker-rod pumping unit wells

технологического контроля прошел успешные промышленные испытания в 2009–2014 годах на скважине №371, получил хорошие отзывы обслуживающего персонала, однако дальнейшее распространение не получил по причинам субъективного характера.

Кроме термометра и манометра в состав узла технологического контроля могут входить СКЖ или другие расходомеры и приборы контроля. Все эти приборы помогут собрать полноценную информацию о работе скважины. На наш взгляд, на устье не требуется минимальная погрешность расходомера, поскольку обслуживающему персоналу надо знать, в первую очередь, динамику изменения расхода жидкости за предыдущие несколько суток. Дебит жидкости может уточняться замерами на ГЗУ, динамограммами и другими способами.

Несомненно, что все эти приборы и

устройства должны использоваться также при внедрении АСУТП для многоуровневой защиты технической системы от аварий и инцидентов, для дистанционной передачи информации и управления.

Когда длина выкидной линии 200 м и более рекомендуется устанавливать на устье камеры пуска шара — КПШ (поз. 2 рис. 2б), как элементы энергосберегающих технологий.

Известно, что при подземном ремонте скважин разборка устья часто приводит к выводу из строя приборов КИПиА. Поэтому рекомендуется узел технологического контроля комплектовать в конце монофильда за пределами разбираемой части устьевого оборудования (часть А рис. 2б).

Работники службы промышленной безопасности предприятий по добыче нефти отмечают значительную долю травматизма операторов по добыче именно при работе на

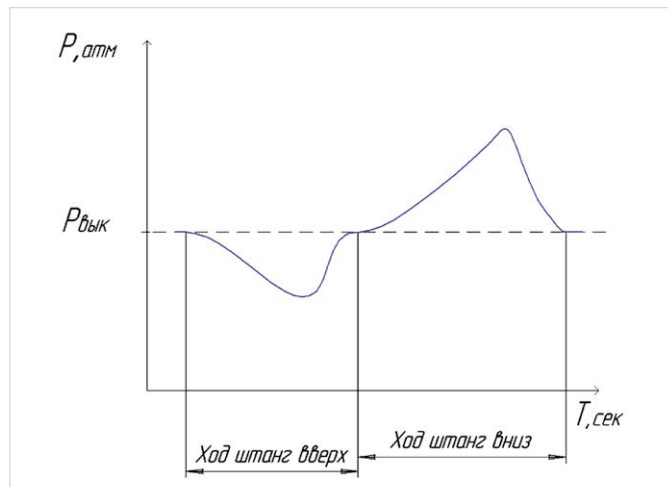


Рис. 3 — Динамика давления на устье скважины при закрытом индикаторе подачи в случае обрыва нижних штанг
Fig. 3 — The dynamics of the pressure at the wellhead when the flow indicator is closed in the event of a breakage of the lower rods



Рис. 4 — Предлагаемый инструмент оператора добычи нефти и газа для обслуживания устьевого оборудования СШНУ
Fig. 4 — The proposed tool of the operator of oil and gas production for servicing at sucker-rod pumping unit wells

устье скважин. Это во многом объясняется несовершенством технологического оборудования устья, а также отсутствием заводского инструмента для безопасного обслуживания устьевого оборудования, недостаточного внимания на это со стороны специалистов добывающих предприятий. Например, травмы рук при набивке сальника СШНУ у операторов по добыче нефти происходит наиболее часто из-за отсутствия качественных инструментов для закрепления крышки сальника, таких как на рисунке 4, поскольку заводы не комплектуют свое оборудование качественным, сертифицированным инструментом [3].

На основании вышеизложенного следует вывод о необходимости принятия рамочного стандарта по отрасли о составе приборов, устройств и инструмента при обвязке устьевого оборудования скважины, что снизит аварийность и нежелательные инциденты, обеспечит безопасность обслуживающего персонала.

Надо заметить, что оборудование и обвязка устья прямо или косвенно влияют и на работу глубинных насосов. При анализе «полетов» ЭЦН установлено, что пульсация жидкости и газа на устье скважины способствует низкочастотным колебаниям УЭЦН и последующему разрушению установки. Импульс давления на устье со звуковой скоростью передается на УЭЦН, вызывая колебания установки. Учитывая то, что установка вибрирует с частотой вращения двигателя,

дополнительные колебания нередко приводят к аварийным ситуациям.

Пульсация на устье происходит, как правило, при пробковой структуре потока жидкости и газа в НКТ. Тип структуры потока жидкости в НКТ определяется по критическому расходу газа [4]:

$$Q_{Gкр} = 1,75D_T^{2,5} + 1,25Q_{жс},$$

где D_T — диаметр насосно-компрессорных труб, м;

$Q_{жс}$ — расход жидкой фазы, м³/с;

$Q_{Gкр}$ — критический расход газа.

При фактическом расходе газа:

$Q_{Gф} < Q_{Gкр}$ — структура пузырьковая;

$Q_{Gф} > Q_{Gкр}$ — структура пробковая.

Чтобы снизить отрицательное влияние пробковой структуры потока на работу УЭЦН устанавливают сужающее устройство на устье скважины, что значительно снижает пульсацию жидкости.

Из вышеизложенного следует, что в настоящее время устьевое оборудование скважин и обвязка его не соответствуют современным требованиям технологического мониторинга, промышленной и экологической безопасности нефтедобычи.

Итоги

Проведен инженерный анализ применяемого

устьевого оборудования добывающих скважин с точки зрения мониторинга параметров работы, безопасности обслуживания скважин. Предложены конкретные мероприятия.

Выводы

1. Устьевое оборудование и обвязка скважин при глубинно-насосной добыче требуют совершенства в целях технологического мониторинга и обеспечения промышленной и экологической безопасности.
2. Имеется необходимость принятия рамочного стандарта по отрасли о составе приборов, оборудования при обвязке устьевого оборудования скважины.
3. Наличие индикатора подачи или расхода на устье позволяют оперативно определять изменение дебита скважины и снизить недобор нефти.
4. Узел технологического контроля должен располагаться вне зоны демонтажа оборудования при подземном ремонте скважины.

Литература

1. Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубиннонасосная добыча вязкой нефти. Уфа: Башкиргоиздат, 1992. 151 с.
2. Патент №38835. Узел технологического контроля. Приоритет от 02.03.2004.
3. Патент №010936. Держатель универсальный. Приоритет от 17.03.2008.
4. Справочная книга по добыче нефти. М: Недра, 1974. 704 с.

Well head equipment development for technology monitoring and operation safety

Authors

Murad D. Valeev — Sc.D., professor, technical director¹; vm5943@mail.ru

Amdah M. Nasyrov — Ph.D., professor²; amdakh-nasyrov@rambler.ru

Maksim D. Kuramshin — postgraduate student² MDKuramshin@udmurtneft.ru

¹VM-System RPC LTD, Ufa, Russian Federation

²M.S. Gutseriev Institute of Oil

Abstract

Control and regulation of downhole pumping equipment work characteristics, ensuring of industrial and ecological safety, reduction of oil shortage depends a lot on control devices existing and well head measuring. Nowadays level of existing and well head setup needs development for oil shortage decreasing, operation safety, breakdowns and incidents exclusion.

Materials and methods

Proposed activities are based on real field data, evaluation of existing conditions of wellhead construction,

analytic calculations of running well specifications.

Keywords

wellhead equipment, pressure and temperature recorder, liquid meter, production flowmeter, industrial and ecological safety

Results

We made engineering analysis of used wellhead equipment of production wells from point of view monitoring of operation parameters, well service safety, were made specific activities.

Conclusions

- 1) At artificial lift wellhead equipment and setup needs development for technological monitoring and ensuring of industrial and ecological safety
- 2) There is necessity in introduction of a normative standard about instrument components, equipment at wellhead setup
- 3) The presence of the flow indicator or flow meter at the top allows you to quickly determine the change in well flow rate and reduce the oil shortage.
- 4) Technological check station should be out of demounting area of equipment at wire line operations.

References

1. Valeev M.D., Khasanov M.M. *Glubinnonasosnaya dobycha vyazkoy nefti* [Deep pumping viscous oil]. Ufa: Bashkniгоizdat, 1992, 151 p.

2. Patent №38835. *Uzel tekhnologicheskogo kontrolya* [Technological check station]. Priority from 02.03.2004.
3. Patent №010936. *Derzhatel'*

- universal'nyy* [Universal holder]. of Priority from 17.03.2008.
4. *Spravochnaya kniga po dobyche nefti* [Oil production reference-book]. Moscow: Nedra, 1974, 704 p.