

Влияние температурного фактора на оборудование и технологические процессы добычи нефти

С. Б. Колесова

к.э.н., директор
sbk@udsu.ru

А.М. Насыров

к.т.н., профессор кафедры РЭНГМ
amdakh-nasyrov@rambler.ru

М.Б. Полозов

к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ
michael999@inbox.ru

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный
университет», Ижевск, Россия

Температурный фактор играет важную роль при проведении технологических операций в добыче нефти, при выполнении мероприятий по обеспечению необходимого межремонтного периода работы скважин и по безопасной эксплуатации объектов. В работе для примера приведен расчет температурных напряжений металла эксплуатационных колонн при закачке в скважину жидкостей с низкой температурой. Показаны возможные осложнения в результате термических обработок скважин.

Материалы и методы

Анализ практического материала, инженерных расчетов технологического процесса и свойств материалов оборудования.

Ключевые слова

температурный фактор, технологический процесс, напряжения в теле трубы, стеклопластиковые трубы, природно-климатические условия

В природно-климатических условиях России температурный фактор на предприятиях добычи нефти и газа может значительно осложнять работу при выполнении технологических операций, при эксплуатации скважин и других объектов промыслов, при сооружении и ремонте объектов добычи нефти. Проявление осложняющих факторов при изменении температур как в положительную, так и в отрицательную сторону не всегда учитывается работающим персоналом, что приводит к незапланированным экономическим потерям, недоборам нефти, а иногда и аварийным ситуациям [1, 2]. Ниже приводятся примеры инженерной оценки влияния температурных факторов на оборудование, на технологический процесс и на работающий персонал.

Термобарическое воздействие на эксплуатационную колонну (далее — ЭК) и источники напряжения металла.

Температурные колебания в скважине нередко вызывают дефекты колонны в большинстве случаев в виде разрывов и сколов, причем значительная часть из них — по телу муфты. Повреждения ЭК такого рода дефектами находится, как правило, в интервале 0–350 м [3]. Данному факту мы даем следующее объяснение.

Эксплуатационная скважина заливается цементом в подвешенном состоянии, что создает значительные растягивающие напряжения в верхней части ЭК из-за собственного веса колонны (30–35 тонн в жидкости). В интервалах некачественного цементации, в основном в верхней части эксплуатационной колонны, это напряжение в металле сохраняется.

При технологических обработках, промывках скважин за счет повышенного давления в эксплуатационной колонне создается напряжение в теле колонны вдоль оси скважины под действием возникающего усилия, рассчитываемого по формуле:

$$F=0,785 D_{\text{в}}^2 P, \quad (1)$$

где F — растягивающее усилие, Н;

$D_{\text{в}}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

P — избыточное давление, Н/м².

При глушении, промывках скважин в зимнее время за счет охлаждения эксплуатационной колонны создаются значительные разрывные усилия, рассчитываемые по формуле:

$$G=\alpha E S \Delta t, \quad (2)$$

где α — коэффициент линейного расширения — $11,5 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹;

E — модуль упругости — $20,5 \cdot 10^{10}$ Н/м²;

S — площадь сечения металла обсадных труб, м²;

Δt — перепад температур, °С.

Например, в случае глушения скважины с ЭК диаметром 168 мм (толщина стенки 8 мм) в зимнее время (температуру соленой воды берем +2°С, поскольку пункты набора соленой воды не утеплены) перепад температур $\Delta t=20$ °С, а давление закачки жидкости глушения достигнет 10 МПа, тогда растягивающее усилие от избыточного давления составит 181400 Н или 18,1 т. Кроме того, за счет температурных напряжений растягивающее усилие составит:

$$G=11,5 \cdot 10^{-6} \cdot 20,5 \cdot 10^{10} \cdot 0,0057 \cdot 20 = 268755 \text{ Н (26,8 т)}$$

Суммарное усилие на разрыв колонны с учетом предварительной натяжки эксплуатационной колонны (F) составит:

$$\Sigma F=F_1+F_2+G=30+18,1+26,8=74,9 \text{ т}$$

Таким образом, все вышеперечисленные факторы создают в теле обсадных труб разрывные усилия, которые зависят от температуры и давления, создаваемых в скважине. Эти усилия сопоставимы с остаточной прочностью обсадных труб [4]. При составлении планов обработки призабойных зон, по ремонтно-изоляционным работам и другим видам капитального и текущего ремонта, а также при организации закачки холодной воды в нагнетательные скважины в зимнее время, необходимо учитывать все вышеуказанные факторы и выполнить предварительные оценочные расчеты нагрузок на колонну.

В большинстве предприятий в зимнее время соляная кислота хранится в неутепленных емкостях и без подогрева. Поэтому температура кислоты в холодное время года может достигать минусовых значений. При добавлении пресной воды и снижении концентрации кислоты до 12–15 % температура разбавленной кислоты несколько повышается, однако недостаточно для обеспечения нормальной технологии соляно-кислотной обработки (далее — СКО). Например, при закачке кислотного раствора объемом 10 м³ со скоростью 200 литров в минуту при температуре +6°С на устье, на глубине 1400 м температура последней порции кислоты не превышает 14–16 °С. Если учесть, что температура кристаллизации асфальтосмолопарафиновых отложений (далее — АСПО) большинства месторождений составляет 16–24 °С, то холодная кислота изолирует нефтенасыщенные породы и реагирует с водонасыщенными прослоями пласта, повышая обводненность продукции скважин [3, 5], что подтверждается на практике.

Кроме того, за счет давления в подпакерной зоне при СКО, а также из-за температурного напряжения насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) при их охлаждении,

создаются суммарные усилия, направленные на срыв пакера.

Все вышеизложенное говорит о необходимости поднимать температуру кислотного раствора перед закачкой не менее чем до 10–15 °С. Это выполняют, как правило, при разбавлении заводской концентрации кислоты (27%) теплой пресной водой на промышленных базах, где есть котельная или другие источники тепла. Потери тепла при доставке кислоты до скважины минимальные и не превышают 1–2 °С. Нагрев кислоты непосредственно на скважине с помощью паропередвижной установки тоже допускается, однако этот способ нерационален.

Влияние температуры на технологические процессы особенно сильно проявляются при добыче высоковязких нефтей. График зависимости вязкости нефти от температуры показан на рис. 1. Если вязкость нефти в условиях пластовой температуры (например, 32°С) составляет 100–120 мПа·с, то на устье при температуре 6–8 °С вязкость может достигать 1000 мПа·с и более. Это нередко приводит к случаям зависания штанг при ходе вниз и отказу оборудования скважинных штанговых насосных установок (далее — СШНУ) в целом. Это устраняется увеличением диаметра НКТ, применением нагревательных кабельных линий и другими способами. Если вязкость вызвана образованием эмульсий — применяют деэмульгатор [2, 5].

В зимних холодах на дожимных насосных станциях (далее — ДНС) работа насосов осложняется из-за застывания нефти в приемных линиях. Поэтому при перекачке высоковязкой нефти применяют приемные линии насосов увеличенного диаметра, прокладывают теплоспутники, а также устанавливают утепленные блоки реагента для его дозированной подачи.

Способ удаления АСПО из скважины путем горячей промывки — самый распространенный на промыслах. Однако при промывках не всегда учитывается отрицательное воздействие повышенной температуры на скважинное оборудование. Например:

- при эксплуатации скважин штанговыми винтовыми насосами (далее — ШВН) последний фиксируется в эксплуатационной колонне с помощью якоря во избежание разворота статора насоса. В процессе горячей промывки из-за температурного расширения металла длина НКТ при свободной подвеске удлиняется до одного

метра. В случае фиксирования НКТ якорем при горячих промывках создается сдвигающее усилие на якорь до 10 т, а при охлаждении это усилие имеет противоположное направление. Все это приводит к расцеплению якоря, чем и объясняются имеющие место на практике «полеты» ШВН [2];

- если в скважине добыча ведется из двух объектов одновременно с помощью оборудования одновременно-раздельной добычи, то из-за температурных напряжений при горячей промывке скважинного оборудования пакер может потерять герметичность, что приведет к необходимости подземежного ремонта скважины.

Если продукция скважины обводнена пресной закачиваемой водой, то во время отключений электроэнергии и внутрисменных простоев жидкость внутри устьевого арматуры или в манифольде успевае замерзнуть. В случае бесконтрольного запуска это приводит к прорыву сальника СШНУ, аварийной разгерметизации устьевого обвязки установки электроцентробежного насоса (далее — УЭЦН) и другим инцидентам. Если образовалась ледяная пробка всего длиной 20–30 см в манифольде, продавить эту пробку созданием давления не удается. Ликвидируют осложнение путем прогрева устья паром, горячим воздухом или нагревательными кабелями. Запрещается использовать открытый огонь. На таких скважинах в манифольде устанавливают термокарман, заполненный тосолом. Оператор определяет температуру жидкости термометром и принимает решение о возможности запуска скважины без подогрева. Надо подчеркнуть, что наличие термокармана предусмотрено п. 443 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Этот пункт правил очень важен, хотя и не всегда выполняется нефтедобывающими предприятиями. Операторы по температуре на устье не только могут предупредить аварийную ситуацию, но и определить изменение дебита скважины [6].

В последние годы на промыслах все чаще применяется полиэтиленовая футеровка трубопроводов, стеклопластиковые насосные штанги, трубопроводы из НКТ [2, 7].

Трубы из стеклопластиков обладают высокой коррозионной стойкостью, низким коэффициентом шероховатости, малой плотностью и большой прочностью. Масса

труб из стеклопластиков в 4 раза меньше массы стальных, что является их важным преимуществом при транспортных и монтажных работах, а также при спуско-подъемных операциях.

Стеклопластиковые трубы обладают также способностью предотвращать отложения АСПО и солей, так что во многих случаях в них вообще не образуются отложения парафина. Это объясняется низкой теплопроводностью стеклопластика, его инертностью по отношению к парафину, гладкостью внутренней поверхности труб. Стеклопластиковые трубы обладают этим преимуществом не только перед стальными, но и футерованными смолами трубами.

Стеклопластиковые трубы имеют коэффициент теплопередачи в 200 раз меньше по сравнению с коэффициентом теплопередачи стальных труб. Это свойство труб часто используют для предупреждения гидратообразования.

Недостатки стекловолокна: подверженность механическим повреждениям при транспортировке, погрузочно-разгрузочных операциях, а также снижение прочности при термической обработке, нагреве и охлаждении. Понижение прочности волокна после его охлаждения имеет необратимый характер, т.е. при повторном нагреве нельзя привести свойства волокна к первоначальному состоянию и, как следствие, невозможно повторно использовать стеклопластиковые трубы в случае значительных нагрузок на резьбовое соединение.

По вышеизложенным причинам не рекомендуется термообработка выше 80°С в скважинах, где применяются стеклопластиковые НКТ и штанги. Термообработки приводят к «полетам» НКТ и штанг чаще всего в местах соединения стеклопластика со сталью.

В системе поддержания пластового давления при закачке сточных вод широко применяются стальные трубы, футерованные внутри полиэтиленом для защиты от коррозии [4]. Срок службы таких труб — 20 и более лет. Однако недопустимо подвергать такие трубы термообработкам свыше 50°С. Это связано большим различием коэффициентов термического расширения стали ($13 \cdot 10^{-6} \cdot \text{C}^{-1}$) и полиэтилена ($135 \cdot 10^{-6} \cdot \text{C}^{-1}$). При охлаждении после тепловой обработки усадка в диаметре у полиэтилена значительно больше, чем у стали, поэтому происходит отслоение полиэтилена от стали с потерей работоспособности трубопровода.

В стадии разработки проектов наземного оборудования наряду с другими факторами следует учитывать природно-климатические условия, степень физиологического, морально-психологического воздействия на организм человека при обслуживании объекта [6, 7]. Положительным примером может служить конструкция камеры приема шара (рис. 2).

Основой камер являются быстродействующие концевые байонетные затворы, что обуславливает их высокую надежность, безопасность и удобство при эксплуатации. За счет быстродействия затвора существенно сокращается трудоемкость и время проведения работ. Исключается необходимость монтажа-демонтажа десятков шпилечных соединений в морозную погоду.

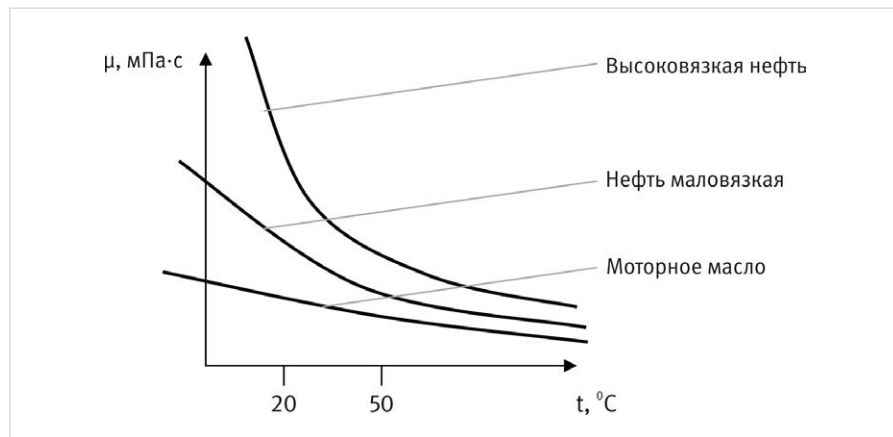


Рис. 1 — Зависимость вязкости нефти от температуры
Fig. 1 — Oil temperature-viscosity ratio

Сохранение здоровья обслуживающего персонала — приоритетное направление промышленной политики государства. Однако система выбора оборудования для обустройства скважин не всегда учитывает неблагоприятные погодные условия при монтаже, демонтаже и обслуживании оборудования. Например, устьевая арматура на быстроразъемных соединениях на установке электроцентробежного насоса (далее — УЭЦН) (рис. 3б) демонтируется оператором подземного ремонта скважин с помощью лома за 10–15 минут, в теплых перчатках. Устьевая арматура фланцевого типа (рис. 3а) требует несколько часов или целой смены работ по демонтажу и монтажу в перчатках или голыми руками в любой мороз. Ситуация еще осложняется из-за коррозии шпилек.

Как известно, с понижением температуры до -35 – -40 °С и ниже ударная вязкость углеродистых и почти всех легированных сталей уменьшается и наступает явление хладноломкости. Этот недостаток сталей учитывают при обвязке технологических трубопроводов ДНС, установок подготовки нефти (далее — УПН), газокomppressorных станций и др. в Западной Сибири и других районах с холодным климатом. Однако если своевременно не обследовать состояние фундаментов емкостей и сепараторов, то на фланцевых соединениях и на обвязках трубопроводов возникает напряженное состояние. В зимнее время это напряжение увеличивается и, при температурах, близких к хладноломкости стали, происходит

разрушение металла с крупными авариями и пожарами на объекте. Поэтому при подготовке к зиме рекомендуется включить в план мероприятий приборное обследование обвязки трубопроводов ДНС, УПН и сепараторов на предмет наличия напряженного состояния трубопроводов.

Итоги

Проведен инженерный анализ основных технологических процессов в добыче нефти, где требуется учет влияния температурных факторов, предложены рекомендации по недопущению осложнений.

Выводы

При планировании и осуществлении технологических процессов необходимо выполнить оценочные расчеты влияния изменения температуры на оборудование и на возможные осложнения.

В случае использования неметаллического оборудования (стеклопластик, полиэтилен) необходимо избегать термического и механического (для стеклопластика) воздействия во избежание потери прочности оборудования.

При разработке проектов и сооружении наземного оборудования наряду с другими факторами следует также учитывать природно-климатические условия, степень физиологического, морально-психологического воздействия климатических условий на здоровье человека при обслуживании этого объекта.

Список литературы

1. Колесова С.Б., Миронычев В.Г., Борхович С.Ю. Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса. Всероссийская научно-практическая конференция, сборник материалов. Ижевск, 2016.
2. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Ижевск: Парацельс Принт, 2015. 353 с.
3. Рябоконе С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Краснодар: 2009. 338 с.
4. Насыров А.М., Масленников Е.П., Нагуманов М.М. Технологические аспекты охраны окружающей среды в добыче нефти. Ижевск: Парацельс Принт, 2013. 287 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, РГТУ им. Губкина, 2003. 816 с.
6. Насыров А.М., Орлов И.А., Насыров В.А. К вопросу совершенствования нефтяного оборудования // Нефтепромысловое дело. 2006. №3. С. 40–42.
7. Дементьев В.Б., Зайцев И.Н., Колесова С.Б. Применение новых технологий в производстве деталей нефтегазового оборудования. Всероссийская научно-практическая конференция, сборник материалов. Ижевск, 2016.



Рис. 2 — Камеры приема очистного устройства нефтепровода:
 а) крышка камеры приема оборудована быстродействующими байонетными затворами;
 б) для снятия крышки и очистного снаряда предусмотрено подъемное устройство

Fig. 2 — Oil pipeline pig receivers:
 a) the cover of the pig receiver is equipped with the fast-operation bayonet catches; b) there is a lifting device to take the cover and the pig off



Рис. 3 — устьевая арматура УЭЦН: а) фланцевого типа; б) на быстроразъемных соединениях (БРС)
 Fig. 3 — ESP unit wellhead: a) flanged; b) on quick disconnect couplings (QDC)

The influence of the temperature factor on the equipment and technological processes of oil production

Authors:

Svetlana B. Kolesova — Ph.D. in economics, director; sbk@udsu.ru

Amdakh M. Nasyrov — Ph.D. in technical sciences, professor; amdakh-nasyrov@rambler.ru

Mikhail B. Polozov — Ph.D. in biology, associate professor; michael999@inbox.ru

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Temperature factor plays an important role in the oil production operations, when providing for the required well workover interval, and in the safe operation of the facility. The work gives an example of the thermal-stress analysis of the production string metal when injecting low temperature fluids. It shows possible complications caused by the heat treatment of the wells.

Materials and methods

Experimental material analysis, engineering calculation of the process and equipment material properties.

Results

Engineering analysis of the basic oil production processes is carried out where a consideration of temperature factor impact is required, and recommendations are given on how to prevent from the complications.

Conclusions

When planning and performing the processes, an evaluation of the temperature change impact on the equipment and the possible complications is required. If nonmetallic equipment (fiberglass, polyethylene) is used, avoiding thermal impact is

required to ensure that the equipment strength is maintained. When working out projects and installing the ground equipment, climate and environmental conditions are to be considered along with the other factors, and the level of physiological, psychological and moral impact of the environmental conditions on the human health when maintaining the facility.

Keywords

temperature factor, process, pipe body stress, fiberglass pipe, climate and environmental conditions

References

1. Kolesova S.B., Mironychev V.G., Borkhovich S.Yu. *Sovremennyye tekhnologii izvlecheniya nefti i gaza. Perspektivy razvitiya mineral'no-syr'evogo kompleksa* [Modern technologies of the oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resources sector. All-Russian research-to-practice conference, information package]. Izhevsk, 2016.
2. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdeniy nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil field exploitation in the abnormal conditions]. Izhevsk: *Paratsel's Print*, 2015, 353 p.
3. Ryabokon' S.A. *Tekhnologicheskie zhidkosti dlya zakanchivaniya i remonta skvazhin* [Completion / workover fluids]. Krasnodar: 2009, 338 p.
4. Nasyrov A.M., Maslennikov E.P., Nagumanov M.M. *Tekhnologicheskie aspekty okhrany okruzhayushchey sredy v dobyche nefti* [Technology in the environmental protection for the oil production]. Izhevsk: *Paratsel's Print*, 2013, 287 p.
5. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti* [Borehole oil production]. Moscow: *Neft' i gaz*, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 816 p.
6. Nasyrov A.M., Orlov I.A., Nasyrov V.A. *K voprosu sovershenstvovaniya neftyanogo oborudovaniya* [The question of the oil equipment advancement]. *Neftepromyslovoe delo*, 2006, issue 3, pp. 40–42.
7. Dement'ev V.B., Zaytsev I.N., Kolesova S.B. *Primenenie novykh tekhnologiy v proizvodstve detaley neftegazovogo oborudovaniya* [The use of the new technologies in producing oil and gas equipment parts]. Izhevsk, 2016.



20-я СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

SIGOLD

23-24 мая 2018 г.

«ТЕХНИКА, ТЕХНОЛОГИИ, ОБОРУДОВАНИЕ,
ТОВАРЫ И УСЛУГИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКСА И ТЭК
САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ»

Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск,
Конгресс-Холл ТДЦ «Столица»

Тел.: (4242) 46-00-90 | www.sigoldforum.ru

Сахалинский
международный
экспоцентр



Генеральный
информационный
партнер

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ