

© В.І. Нетіпа
Б.Л. Литвин
канд. хім. наук
НДПІ ПАТ «Укрнафта»

Підготовка нафтових емульсій із підвищеним вмістом механічних домішок та стабілізаторів

УДК 665.775.5:665.7.03

Розглянуто проблему підготовки нафтових емульсій Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» протягом 2006–2014 рр., проаналізовано зміну фізико-хімічних властивостей нафтових емульсій, підготовлених у 2006–2007 і 2013–2014 рр., описано технологічні рішення, що були впроваджені для покращення умов підготовки нафтових емульсій із підвищеним вмістом механічних домішок і стабілізаторів.

Ключові слова: нафта, механічні домішки, стабілізатори, обводненість, емульсія.

Рассмотрена проблема подготовки нефтяных эмульсий Ахтырской группы месторождений НГДУ «Охтырканафтогаз» в течение 2006–2014 гг., проанализировано изменение физико-химических свойств нефтяных эмульсий, подготовленных в 2006–2007 и 2013–2014 гг., описаны технологические решения, которые были внедрены для улучшения условий подготовки нефтяных эмульсий с повышенным содержанием механических примесей и стабилизаторов.

Ключевые слова: нефть, механические примеси, стабилизаторы, обводненность, эмульсия.

The problem of oil emulsion treatment at Okhtyrka fields group of Oil and Gas Production Department «Okhtyrkanaftogas» for 2006–2014 is studied. The changes in physical and chemical properties of oil emulsions treated in 2006–2007 and in 2013–2014 are analyzed, technological solutions implemented to improve treatment conditions of oil emulsions clearing with a high concentration of solids and stabilizers clearing are described.

Key words: oil, solids, stabilizers, watering, emulsion.

Питання підготовки нафтових емульсій із підвищеним вмістом стабілізаторів набуло актуальності в НГВУ «Охтирканафтогаз» у 2006–2007 рр., коли їх утворення та накопичення в комунікаціях спричинило суттєві збої в системі збору та підготовки нафти. Як відомо, підготовка нафти на промислах займає проміжне місце серед основних процесів, пов'язаних із видобуванням, збором і транспортуванням нафти. Від того, як підготовлена нафта в районах її видобування, залежать ефективність і надійність роботи трубопровідного транспорту, оскільки перекачування разом із нафтою навіть кількох відсотків баласту у вигляді емульгованих глобул води або часток механічних домішок стає причиною більш інтенсивного корозійного зношування насосного устаткування, зниження пропускної здатності трубопроводів і підвищення небезпеки їх поривів. Підвищений вміст води, хлористих солей і механічних домішок у нафті, що надходить на переробку, погіршує якість одержуваних продуктів, створює проблеми боротьби з корозією тощо. Тому незалежно від того, з яких родовищ видобувається нафта і які фізико-хімічні властивості має утворена водонафтова емульсія, у процесі первинної підготовки нафти на промислах необхідно максимально очистити її від води, хлористих солей і механічних домішок.

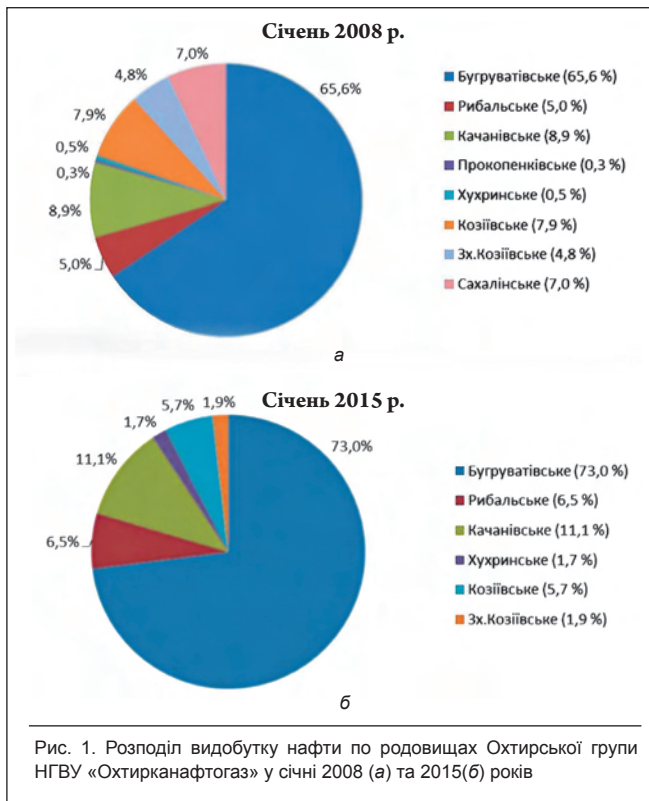
Вміст механічних домішок та стабілізаторів у вуглеводневій сировині є одним з найважливіших параметрів, що впливають на процес підготовки нафти. Цей по-

казник є вагомим як у плані підготовки, так і подальшої переробки нафти, оскільки наявність механічних домішок викликає абразивне зношення трубопроводів, технологічного обладнання та утворення стійких емульсій. У процесі зневоднення нафти частинки механічних домішок осідають разом із великими краплями води на межі розподілу фаз, утворюючи концентровані проміжні шари, тим самим погіршуючи підготовлення нафти [1].

Протягом 2013–2014 рр. проблеми утворення та накопичення стійких нафтових емульсій у системі підготовки нафти НГВУ «Охтирканафтогаз» не виникало, тому було проаналізовано зміну у 2006–2007 рр. та у 2013–2014 рр. характеристик нафтового потоку, який підлягав підготовці, описано технологічні рішення, які було запроваджено для покращення умов підготовки нафтових емульсій із підвищеним вмістом механічних домішок та стабілізаторів, прослідковано зміну вмісту механічних домішок та інших стабілізаторів у водонафтових емульсіях.

Фізико-хімічні характеристики нафтових емульсій Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» у 2007–2014 рр. проаналізовано з метою порівняння характеристик потоку вуглеводнів, що підлягав підготовці, у 2007 р. та 2014 р.

У січні 2008 р. видобування нафти здійснювали на таких родовищах Охтирської групи НГВУ «Охтирканафтогаз»: Бугруватівському, Рибальському, Качанівському, Хухринському, Прокопенківському, Козіївському,



Західно-Козіївському, Сахалінському. Нафта з Бугруватівського родовища становить понад 65 % від загального потоку нафти Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз». Потрібно зазначити, що нафта Бугруватівського родовища характеризується середньою або високою густиною та в'язкістю, високим вмістом стабілізаторів нафтових емульсій, смол, асфальтенів, механічних домішок. Співвідношення нафти Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» у 2008 та 2015 р. наведено на рис. 1.

Як бачимо з рис. 1, частка Бугруватівської нафти в потоці з роками дещо збільшилася (з 65,6 % у 2008 р. до 73,0 % у 2015 р.), а вміст у потоці «легкої» нафти Козіївського, Західно-Козіївського та Сахалінського родовищ суттєво зменшився, тому можна припустити, що умови підготовки нафти не стали сприятливішими. Склад водонафтового потоку Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» більш детально досліджено за фізико-хімічним складом нафти кожної зі свердловин, які експлуатували в січні 2008 та 2015 року.

У січні 2008 р. в Охтирській групі родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» нафту видобували з надр 141 свердловини Бугруватівського, 25 свердловин Рибальського, 1 свердловини Прокопенківського родовища, 45 свердловин Качанівського, 6 свердловин Хухринського, 8 свердловин Козіївського, 9 свердловин Західно-Козіївського та Сахалінського родовищ. У січні 2015 р. в Охтирській групі родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» нафту видобували з надр 151 свердловини Бугруватівського, 27 свердловин Рибальського, 42 свердловин Качанівського, 3 свердловин Хухринського, 14 свердловин Козіївського та 6 свердло-

вин Західно-Козіївського родовищ. Згідно з розрахунком, середньодобовий дебіт свердловин, із яких видобувають нафту з високим вмістом механічних домішок (понад 0,40 %), високим вмістом смол та асфальтенів (понад 20 %), у січні 2008 р. становив 313 т/добу, у січні 2015 р. – 180 т/добу. Отримані дані вказують на певну зміну моделі потоку нафти за фізико-хімічними показниками, виходячи з дебітів свердловин.

У період нестабільної роботи системи підготовки нафти Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» у 2006–2007 рр. руйнування емульсій та попередній скид води здійснювали лише в сировинному резервуарі цеху підготовки та стабілізації нафти. Попереднього зневоднення потоку та, відповідно, руйнування водонафтових емульсій на промислах не здійснювали, тому весь нафтовий потік зі значною часткою води надходив до сировинного резервуара з двох умовних напрямків – Рибальського та Качанівського.

Із Рибальського напрямку в січні 2008 року до сировинного резервуара щодоби в середньому надходило близько 1400 т нафти та 2600 т води, що транспортувалися як у вільному, так і зв'язаному стані. Найбільшою характеризувалися Рибальське та Бугруватівське родовища – 82 та 66 % відповідно. Проаналізувавши повний фізико-хімічний склад водонафтових емульсій на виході зі збірних пунктів Бугруватівського (КЗП) та Рибальського родовищ (ДНС), ми виявили, що вміст механічних домішок та смолисто-асфальтенових сполук занадто високий і перевищує показники збірних пунктів інших родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» у десятки разів. Наприклад, вміст механічних домішок на виході з КЗП Бугруватівського родовища в 2008 році становив 0,2–0,3 %, тоді як вміст механічних домішок на інших родовищах, крім Рибальського, – усього 0,01–0,03 %.

Із Качанівського напрямку в січні 2008 р. до сировинного резервуара щодоби в середньому надходило близько 200 т нафти та 2300 т води. Потрібно зауважити, що водонафтова емульсія з Качанівського родовища не відзначалася високою стійкістю, її руйнування здійснювалося без додаткових витрат хімічних реагентів та теплоносіїв, незважаючи на вміст механічних домішок в емульсії близько 0,10 %.

Отже, у 2006–2008 рр. до єдиного пункту попереднього скиду води (сировинного резервуара) щодоби надходило близько 1 600 т нафти та 5 000 т води з різних родовищ із різними фізико-хімічними властивостями. Сировинний резервуар цеху підготовки та стабілізації нафти – це вертикальна ємність висотою понад 15 м та об'ємом 5 000 м³, робочий об'єм зазвичай не перевищує 70–75 %. Враховуючи обсяги рідини, що надходила до сировинного резервуара в 2007–2008 рр., та аналізуючи фізико-хімічний склад цієї рідини, потрібно відзначити несприятливі умови експлуатації цього технологічного об'єкта, оскільки змішування нафти різних родовищ із високим вмістом механічних домішок, смол та асфальтенів зі значним об'ємом пластової води призводило до утворення нафтових емульсій різного ступеня стійкості, що не встигали руйнуватися і накопичувалися у так званому «проміжному шарі». Частка механічних домішок у проміжному шарі си-



Рис. 2. Динаміка зміни обсягів рідини, що надходила до сировинного резервуара до і після пуску установок попереднього скиду



Рис. 3. Динаміка зміни вмісту механічних домішок в емульсії Бугруватівського родовища до і після пуску УПС

ровинного резервуара в 2007–2008 рр. становила близько 1 %. Накопичення механічних домішок та інших стабілізаторів нафтових емульсій у 2007–2008 рр. неодноразово призводило до повних збоїв у роботі системи підготовки нафти.

Для налагодження роботи системи підготовки нафти Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» необхідно було зменшити обсяги води в сировинному резервуарі, мінімізувати частку стабілізаторів нафтових емульсій (механічних домішок, смол, асфальтенів) у загальному потоці та забезпечити руйнування емульсії шляхом додавання хімічних реагентів – деемульгаторів та підігріву загального потоку.

Після пуску установки попереднього скидку води її вміст в емульсії, яку транспортували з Качанівського родовища до сировинного резервуара, зменшився з 92 до 7–10 %. Середньодобове надходження води з Качанівського родовища зменшилося з понад 2000 до 20–30 т. Як було вже вказано, на установці попереднього скиду води (УПС) Качанівського родовища руйнування емульсії здійснюється без додавання деемульгаторів та додаткової термообробки. Після пуску цієї УПС кількість збоїв у системі підготовки нафти суттєво зменшилася.

Введення в експлуатацію установки попереднього скиду води на Бугруватівському родовищі позитивно вплинуло на стан системи підготовки нафти Охтирської групи родовищ: обводненість нафти на виході з КЗП останнім часом не перевищує 5 % (при 65–70 % до пуску УПС),



Рис. 4. Динаміка зміни товщини «проміжного шару» емульсії в сировинному резервуарі

масова частка стабілізаторів нафтових емульсій суттєво зменшилася. Так, вміст механічних домішок зменшився з 0,2–0,3 до 0,015–0,03 %. Очевидно, на УПС значна частина механічних домішок відділилася від нафти разом із пластовою водою, густина якої є ближчою до густини механічних домішок.

На рис. 2 наведено динаміку зміни обсягів рідини, що надходила до сировинного резервуара до і після пуску установок попереднього скиду, а на рис. 3 – зміну вмісту механічних домішок в емульсії Бугруватівського родовища до і після пуску УПС. Зазначимо, що на УПС Бугруватівського збірному пункту ефективно скидання води забезпечується постійною подачею деемульгатора Дисолван 2830 з питомою витратою 80–100 г/т та додатковим підігріванням вхідного потоку рідини в холодну пору року (жовтень–квітень).

Однією з важливих складових забезпечення стабільності в системі підготовки нафти Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» є підбір оптимальних витрат деемульгаторів та температурних режимів. У 2007–2008 рр. додавання деемульгаторів на промислах Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» проводили для покращення умов транспортування. Так, на КЗП Бугруватівського родовища витрата деемульгатора Дисолван 2830 становила близько 20 г/т, на ДНС Рибальського родовища витрата деемульгатора ПМ «А» – близько 60 г/т. Таким чином проводили внутрішньотрубну деемульсацію нафти з Бугруватівського та Рибальського пунктів збору, але в сировинному резервуарі цеху підготовки і стабілізації нафти (ЦПСН) в кінцевому результаті відбувалося повторне перемішування емульсії. Для забезпечення підготовки сирової нафти Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» перед підігрівачем ЦПСН подавали деемульгатор Дисолван 2830. У 2007 р. витрата деемульгатора коливалася у межах 40–60 г/т. Потім у результаті дослідно-промислових випробувань рекомендовано питому витрату 100 г/т [2].

Підігрівання водонафтового потоку Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» у 2007–2008 рр. здійснювали на КЗП Бугруватівського родовища та ДНС Рибальського родовища для покращення умов транспортування рідини. Для поліпшення умов підготовки нафти підігрів потоку здійснювали безпосередньо перед кінцевою ланкою системи – ЦПСН. У різні періоди фіксували різну температуру сирової нафти, що регулювалася ступенем завантаженості підігрівачів.

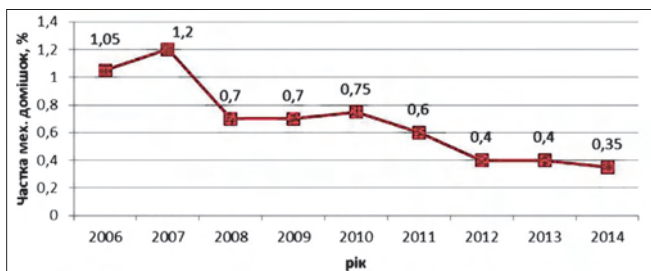


Рис. 5. Динаміка зміни вмісту механічних домішок у «проміжному шарі» сировинного резервуара

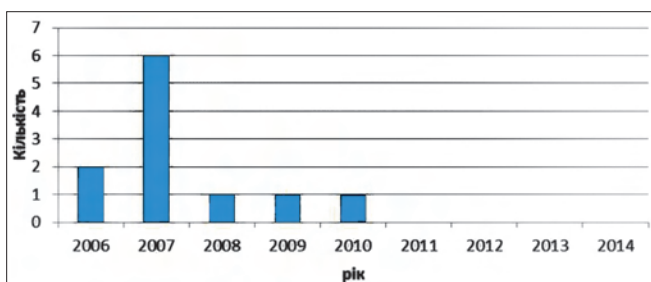


Рис. 6. Періодичність збоїв у системі підготовки нафти Охтирської групи родовищ

Так, у 2006–2007 рр. оптимальним прийнято діапазон температури сирової нафти – 22 – 25 °С. У зв'язку з погіршенням стану системи підготовки нафти в 2007 р. після дослідно-аналітичних робіт температуру сирової нафти в сировинному резервуарі збільшено до 28–32 °С в окремі періоди. Необхідно зазначити, що підвищення витрати деемульгатора Дисолван 2830 та температури сирової нафти в ЦПСН не вирішували питання руйнування стійких нафтових емульсій загалом, хоча й збільшували цикл накопичення стабілізаторів нафтових емульсій у проміжному шарі сировинного резервуара, зменшуючи періодичність збоїв.

Після введення в експлуатацію УПС води на Бугруватівському та Качанівському родовищах стан системи підготовки нафти суттєво покращився, тому необхідності в завищених температурах та витратах деемульгатора не було. Протягом останніх років (2013–2014) у дослідному режимі витрату деемульгатора оптимізували, і на початок 2015 р. вона досягла 30–40 г/т. Опти-

мальна температура сирової нафти на сьогодні становить 24–26 °С.

На сьогодні, після впровадження рішень 2009–2014 рр., стабілізовано роботу усіх ланок системи підготовки нафти Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» і сировинного резервуара ЦПСН. Товщина проміжного шару емульсії в сировинному резервуарі в 2012–2014 рр. зазвичай не перевищувала 0,5 м, притому що в 2006–2007 рр. товщина проміжного шару емульсії постійно досягала 1,0–1,5 м. На рис. 4 наведено динаміку зміни цього показника протягом 2007–2014 рр.

Упроваджені рішення забезпечили суттєве зменшення вмісту стабілізаторів нафтових емульсій (механічних домішок) у проміжному шарі сировинного резервуара та мінімізували можливість збоїв у системі підготовки нафти. Динаміку зміни вмісту механічних домішок у проміжному шарі сировинного резервуара наведено на рис. 5. Періодичність збоїв у системі підготовки нафти Охтирської групи родовищ наведено на рис. 6.

Висновок

Отже, у роботі проаналізовано стан системи підготовки нафтових емульсій Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз» у 2006–2014 рр., вивчено зміну фізико-хімічних характеристик нафтових емульсій, які підготували у той період, описано технологічні рішення, що були запроваджені для покращення умов підготовки нафтових емульсій із підвищеним вмістом механічних домішок та стабілізаторів. Кінцевим результатом роботи є забезпечення стабільної та безперебійної роботи системи підготовки нафти Охтирської групи родовищ НГВУ «Охтирканафтогаз».

Список використаних джерел

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1977. – 271 с.
2. Нетіпа В.І. Руйнування стійкої нафтової емульсії Охтирської групи родовищ з підвищеним вмістом механічних домішок маслорозчинним деемульгатором / В.І. Нетіпа, Б.Л. Литвин // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 4. – С. 44–45.

НОВИНИ

Нові водневі заправні станції автомобілів

У 2014 р. у світі побудовано і введено в експлуатацію 14 станцій заправлення автомобілів воднем. Станом на 15.03. 2015 р. у світі функціонувало 184 такі станції. Оскільки багато країн планують розширення мережі водневих заправних станцій, є підстави вважати, що їх кількість у найближчій перспективі зростатиме.

Із побудованих у минулому році водневих заправних автомобільних станцій 2 станції введено в експлуатацію в Північній Америці, 3 – в Азії і 12 – у Європі, у тому числі 3 – у Німеччині. Зараз у Європі функціонує 82 станції, 63 – у Північній Америці, 1 – у Південній Америці і 38 – у країнах Азії. Із 74 загальнодоступних у світі водневих станцій 17 знаходиться у Німеччині (всього в цій країні 29 станцій).

http://www.gnvmagazine.com/eng/noticia-seventeen_new_hydrogen_refueling_stations...