

*ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ*

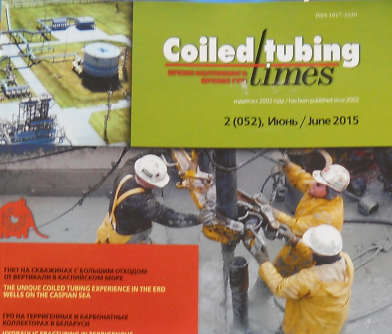
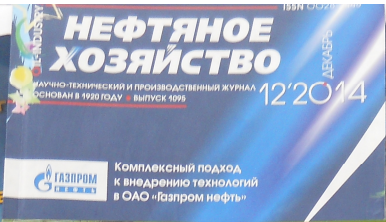


Нафтогазові технології

Дайджест



2015



Міністерство освіти і науки України

***ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ***

Науково-технічна бібліотека



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 4

Івано-Франківськ

2015

УДК 016:622.24
ББК 91.9:33.313
Н 34

У к л а д а ч : Л. М. Локотош
Р е д а к т о р : Л. А. Жолобко

Відповідальна
за випуск : Я. А. Пилип

Н34 Нафтогазові технології : дайджест. Вип. 4 / [уклад.
Л. М. Локотош ; ред. Л. А. Жолобко]. – Івано-
Франківськ : НТБ ІФНТУНГ. – 2015. – 5 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних видань «Время колтубинга», «Бурение и нефть», «Научные труды», «Нафтогазова галузь України», «Нефть и газ», «Управление качеством в нефтегазовом комплексе» та інтернет-видань за 2014-2015 роки.

Дайджест адресований науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості, буріння свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

УДК 016:622.24
ББК 91.9:33.313

Науково-технічна бібліотека
ІФНТУНГ, 2015

Зміст

<i>Передмова.....</i>	<i>6</i>
<i>1 Проекти, можливості та перспективи.....</i>	<i>8</i>
<i>2 Техніка і технологія розвитку.....</i>	<i>24</i>
<i>3 Практика застосування.....</i>	<i>37</i>
<i>4 Обладнання та інструменти.....</i>	<i>52</i>

Передмова

Споживання нафти та природного газу у світі неухильно зростає. Вуглеводні в Україні є основними енергоносіями, оскільки їхня частка в балансі первинних енергоресурсів перевищує 40 відсотків загального енергоспоживання. Тому забезпеченість власною вуглеводневою сировиною – це стратегічно важливе завдання для нашої держави.

Однак за останні роки у нафтогазовидобувній галузі України помітно проявляються негативні тенденції: падіння видобутку нафти і газу, недостатній приріст розвіданих запасів, який не компенсує навіть їх поточного видобутку, низький технічний рівень виробничого потенціалу, призупинення вдосконалення технологічних процесів. Подолання цих негативних тенденцій вимагає ефективного функціонування основних суб`єктів господарювання у нафтогазовій галузі, якими є нафтогазові підприємства.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії четвертий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений за матеріалами журналів «Бурение и нефть», «Время колтюбинга», «Нафтогазова галузь України», «Научные труды», «Нефть и газ», «Управление качеством в нефтегазовом комплексе» та інтернет-видань за 2014-2015 роки.

Наведені у виданні матеріали покликані допомогти в освоєнні базових знань при вивченні нафтогазових технологій.

Матеріал в дайджесті згруповано по розділах, а в межах кожного розділу - в алфавітному порядку авторів та назв статей. Короткий виклад змісту документів подається мовою оригіналу.

Видання адресоване науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості, буріння свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

Проекти, можливості та перспективи

Вакарчук С. Г. Перспективи пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в карбонатних відкладах башкирського ярусу Дніпровсько-Донецької западини / С. Г. Вакарчук // Нафтогаз. галузь України. - 2015. - № 3. - С. 3-6.

«З огляду на світовий досвід, стабілізація і подальше нарощування видобутку нафти і газу в межах старих нафтогазовидобувних регіонів, до яких повною мірою відносять і Дніпровсько-Донецьку западину (ДДЗ), можливі в основному за рахунок освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів.

Сьогодні в ДДЗ до таких джерел потрібно віднести передусім газ і нафту сланцевих утворень та газ і нафту ущільнених алевро-піщаних і карбонатних порід. Об'єктом нашого дослідження були ущільнені карбонатні породи башкирського ярусу середнього карбону, які, за попередніми даними, можуть вміщувати значні скупчення нетрадиційних вуглеводнів.

Останнім часом завдяки так званому «сланцевому буму» як у світі загалом, так і в Україні зокрема з'явилася значна кількість публікацій, присвячених проблемі вивчення нетрадиційних джерел вуглеводнів. Серед цих робіт насамперед потрібно відзначити цикл статей академіка НАН України О. Ю. Лукіна, де розглянуто теоретичні основи можливості формування скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в межах нафтогазоносних регіонів України, а також цикл наукових монографій, у яких викладено результати п'ятирічного вивчення науково-практичних аспектів пошуку нетрадиційних вуглеводнів в Україні фахівцями провідних наукових установ, зокрема ДП «Науканафтогаз», Київського національного університету імені Тараса Шевченка та Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України. У цих працях окреслено основні критерії оцінки перспектив нафтогазоносності, виділено окремі стратиграфічні комплекси і зони, перспективні на пошуки нетрадиційного газу в сланцевих

утвореннях і ущільнених алевро-піщаних породах, та надано рекомендації щодо першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт. Проблему пошуку неконвенційних вуглеводнів у карбонатних породах нафтогазоносних басейнів України зазначені автори також частково розглядали, однак їх результати носять певною мірою теоретичний характер. Так, для Дніпровсько-Донецької западини на сьогодні більш-менш впевнено визначено лише стратиграфічні рівні розповсюдження карбонатних порід, перспективних на пошуки нетрадиційних вуглеводнів.

За результатами раніше проведених досліджень встановлено, що в межах Східного нафтогазоносного регіону перспективи на пошуки скупчень ВВ неконвенційного типу пов'язуються з карбонатними та карбонатно-глинистими утвореннями верхнього девону, нижнього та середнього карбону. У верхньому девоні це є відклади семилуцько-саргаєвського та задонського горизонтів, у нижньому карбоні - турнейського та нижньовізейського карбонатних комплексів, у середньому карбоні - нижньобашкирський карбонатний комплекс. Виділення в розрізі перспективних інтервалів залягання порід базувалося на основі критеріїв, що були визначені за результатами комплексного аналізу геолого-геофізичних і геолого-промислових даних щодо ряду басейнів США та Канади з урахуванням особливостей складу та будови карбонатних комплексів у ДДЗ. Основними з цих критеріїв є:

- літологічний склад - вапняки глинисті, чисті вапняки, глинисті доломіти і доломіти (найбільш перспективні - глинисті зернисті і детритові вапняки);
- залягання ущільнених карбонатних порід у парагенезі з глинистими утвореннями, збагаченими органічною речовиною з мінімальним вмістом С - 1 % (ступінь перспективності порід зростає зі збільшенням вмісту C_0);
- ступінь термальності зрілості порід: для неконвенційної нафти - інтервал від кінця стадії МК₁ ($R^\circ - 0,60$) до кінця стадії МК₂ ($R^\circ - 0,80$); для неконвенційного газу - інтервал від кінця стадії МК₂ ($R^\circ - 0,80$) до кінця стадії АК[^] ($R^\circ - 2,5$);

- пористість порід: для газу - не менше 1,5 %, для нафти 2 %;
- проникність порід: для газу - не менше 0,009 мД; для нафти 0,1 мД;
- товщина перспективного горизонту не менш ніж 25 м для нафти та не менш 40 м для газу;
- глибина залягання пластів до 4500 м.

Безперечно, що вищезазначені критерії є цілком актуальними і під час прогнозування латерального поширення перспективних порід. У зв'язку з цим, відповідно до викладених критеріїв, автором було виконано комплексний аналіз геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів щодо башкирських карбонатних відкладів ДДЗ».

Видобуток газу й нафти в Україні: міфи та реальність [Електронний ресурс]. – Режим доступу:

...<http://www.day.kiev.ua/uk/article/ekonomika/vydobutok-gazu-y-nafty-v-ukrayini-mify-ta-realnist>

«Сьогодні в Україні як ніколи великий простір для прояву громадянської позиції. Причому реалізовувати її можна по-різному. Наприклад, бізнес-школа «Міжнародний інститут менеджменту» (Мім-Київ) — альма-матер українських економістів найвищої кваліфікації міжнародного рівня — наприкінці минулого тижня стала місцем проведення круглого столу, який може істотно змінити правила гри на українському енергетичному ринку. Скориставшись запрошенням президента цього навчального закладу Ірини Тихомирової, парламентський комітет з паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки провів тут дискусію «Видобуток газу й нафти в Україні: міфи та реальність».

Про відповідні міфи раніше говорилося багато й де завгодно. Вони полягали в тому, що добувати в нашій країні газ і нафту дорого та невигідно, а тому недоцільно, і в тому, що вуглеводні нам найкраще купувати десь за кордоном. Як то кажуть, не

витрачайте, куме, сили... Але присутні у МІМі науковці й практики з цифрами в руках спростували ці упадницькі настрої й довели, що Україна була, є й буде енергодостатньою державою. Більше того, учасники круглого столу, зокрема члени комітету, щодо ПЕК дійшли висновку, що ставка на енергоносії власного видобутку й поступову відмову від їх імпорту дозволить країні не лише заощадити величезні кошти, а й підвищить ефективність економіки, дозволить створювати нові робочі місця й розвивати соціальну сферу.

Лауреат Державної премії, доктор наук Ярослав Кунцяк нагадав, що у 70-ті роки минулого століття в розвідці та розробці нових газо- і нафтоносних родовищ в Україні було задіяно близько 500 бурових бригад. У результаті щороку вводилися в експлуатацію сотні свердловин і добувалося близько 70 мільярдів кубометрів природного газу й понад 14 мільйонів тонн нафти. Зараз бурінням свердловин у країні займаються менш як 20 бригад. Як зазначив науковець, саме тому зараз Україна добуває лише 19 мільярдів кубометрів газу і 2,5 мільйона тонн нафти.

«Якщо нічого не міняти, то, — на думку Кунцяка, — через 2—3 роки добуватимемо всього 14—15 мільярдів кубометрів газу». Виходить, країні необхідно щорік імпортувати 30—35 мільярдів кубометрів газу на суму \$12—14 мільярдів. «Незалежно від того, звідки саме імпортувати — з Росії чи реверсом з Європи, але, як ми бачимо, — зазначає фахівець, — наша економіка цього не витримує».

Учений розповідає про напрацювання робочої групи, створеної при НАН України для розв'язання проблем з енергоносіями. Вона дійшла висновку, що впродовж 10 років Україна може подвоїти власний видобуток газу. А необхідні для цього витрати будуть набагато меншими, ніж витрачається за рік на закупівлю газу за кордоном. Лише за рахунок реанімації ліквідованих свердловин, зокрема вітчизняним методом буріння бічних стволів, щорічний видобуток газу в країні можна підняти на 5—6 мільярдів кубометрів, а нафти — на 1,5—2 мільйони тонн.

Розвідка й видобуток з надглибоких структур донецько-дніпровської западини (на глибині 6—8 тисяч метрів) дозволить, на думку науковців, за 10 років збільшити щорічний видобуток газу не менше ніж на 10—15 мільярдів кубометрів. Якщо ж і далі імпортувати газ, нафту й нафтопродукти в такому ж обсязі, як зараз, то Україна буде вимушена платити за кордон суму у валюті, близьку до розміру річного бюджету країни. «Ці гроші ніколи не повернуться до України, — впевнений Кунцяк. — А якщо заплатити такі гроші власному виробникові газу, то майже 85% з них повернуться державі у вигляді зарплати працівникам, доходів від виробництва великої кількості матеріалів, хімреагентів і металу, необхідних для буріння нових свердловин, а також у вигляді прямих податків». Учений зазначає, що таке рішення є дуже потужним мультиплікатором, здатним у найкоротший час відновити економіку країни та прискорити її зростання».

Крюков В. А. Функциональные возможности передвижных комплексов для исследования и освоения нефтяных и газовых месторождений / В. А. Крюков, Р. В. Валиуллин, М. М. Муслимов // Нефт. хоз-во. - 2014. - № 12. - С. 130-131.

«В настоящее время открытие и освоение новых нефтяных и газовых месторождений связаны преимущественно с северными субарктическими и восточными труднодоступными регионами России, расположенными вдали от транспортных коммуникаций, трубопроводов, крупных населенных пунктов. В этих условиях возникает необходимость применения новых специальных видов оборудования для качественного исследования и освоения скважин.

Передвижной комплекс для исследования и освоения скважин (ПКИОС) (рис.1) предназначен для автоматизированного измерения количества добываемой продукции на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождений. С приме-

нием комплекса могут быть реализованы различные технические решения, связанные с учетом извлекаемых нефти, газа, конденсата и воды. Эксплуатация ПКИОС возможна при полной автономии, отсутствии постоянно действующего проезда, линий электропередачи, нефтегазосборного трубопровода в регионах с различными климатическими условиями.



Рис. 1. Внешний вид ПКИОС

Это позволяет значительно сократить инвестиции на стадии разбуривания участков месторождения (при поисковом или разведочном бурении) либо на начальном этапе эксплуатации месторождения.

При максимальных метрологических требованиях комплекс обеспечивает выполнение следующих мероприятий:

- сепарации сырой нефти, газа, воды, газового конденсата;
- автоматических измерений массы сырой нефти (конденсата);
- автоматических измерений объемной доли воды в нефти;
- определения массы сырой нефти без учета воды;
- автоматических измерений объема выделившегося в сепараторе газа при рабочих условиях сепарации и вычислений его объема при стандартных условиях;
- исследований компонентного состава нефти и газа с использованием хроматографии (по особому требованию заказчика);
- автоматических измерений и визуального контроля давления и температуры сырой нефти и нефтяного газа;
- периодических ручных измерений количества остаточного свободного газа в нефти после сепарации с помощью устройства УОСГ-100 СКП;

- визуального или инструментального контроля наличия уноса капельной жидкости в нефтяном газе;
- передачи информационных данных из локальной системы управления (ЛСУ) ПКИОС по радиоканалу или GSM-связи в системы управления заказчика.

ПКИОС дополнительно используются для сбора, подготовки и организации транспорта добываемой продукции (нефти и пластовой воды). Для этого в их состав, кроме указанных на рис. 2 блоков, могут входить:

- блоки дозирования реагентов;
- блок налива нефти;
- блок налива пластовой воды;

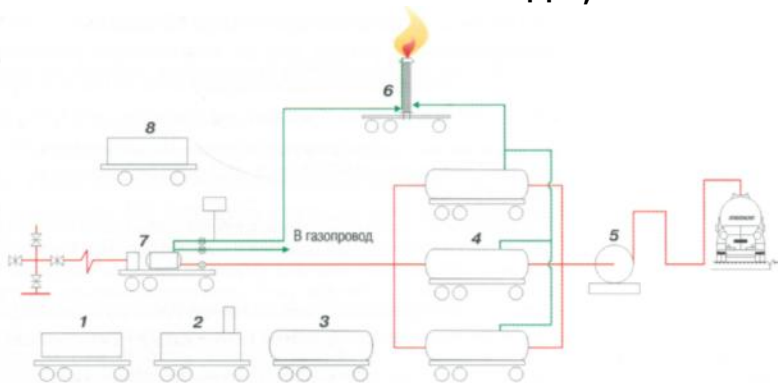


Рис. 2. Технологическая схема ПКИОС:

1 - энергоблок; 2,3- блок соответственно нагрева и накопления или утилизации пластовой воды; 4 - накопительные емкости; 5 - автоматизированный стояк налива или насос откачки; 6 - вертикальная или горизонтальная факельная установка; 7 - блок тестового сепаратора; 8 - операторная, в состав которой входят система жизнеобеспечения, шкаф ЛСУ, шкаф силовой, АРМ оператора

- система утилизации газа, включающая энергоблок (дизель-генераторы с поршневым приводом или газотурбинные агрегаты, работающие на природном и нефтяном газе);
- комплект межблочных трубопроводов (переносных секционных гибких полимерно-металлических и стальных трубопроводов с фланцевыми и быстроразъемными соединениями), укладываемых на переносные стойки.

В настоящее время завершены разработка и промышленные

испытания ПКИОС. При отсутствии сезонной реализации продукции предусмотрена возможность ее утилизации путем сжигания на месте добычи. Это вынужденная мера со всеми экономическими и экологическими ограничениями необходима для испытания скважин на удаленных месторождениях, на которых полностью или сезонно отсутствует инфраструктура для утилизации добываемой продукции».

Казымов Ш. П. Опыт и перспективы применения скважинных фильтров с устройствами регулирования притока / Ш. П. Казымов, Ф. Ахмед // Науч. труды. - 2015. - № 2. - С. 32-42.

«По мере истощения легко извлекаемых запасов нефти и усложнения условий ведения добычи появляются задачи, необходимость решения которых стимулирует создание и применение передовых технических разработок. Эти тенденции особенно остро ощущаются при освоении морских месторождений нефти и газа. Причиной тому является ряд факторов, определяющих специфику морских промыслов: необходимость ускоренной выработки запасов, увеличение периода безводной эксплуатации скважин, сокращение общего количества скважин за счет повышения их продуктивности, требования к компактности и высокой производительности оборудования, минимизация технологических операций на скважинах и оборудовании и т. д. Поэтому применение новых технических решений зачастую является решающим фактором, позволяющим сделать освоение морских месторождений эффективным и экономически целесообразным.

Разработка нефтяных месторождений с риском раннего прорыва газа из газовой шапки и подошвенной воды горизонтальными скважинами (ГС) в большинстве случаев позволяет достичь более высоких показателей добычи по сравнению с вертикальными скважинами. Тем не менее, ГС не являются панацеей от конусообразования и прорыва газа, к тому же их

эксплуатация сопровождается потерей давления на трение в стволе скважины, что приводит к неравномерной выработке запасов даже в идеально однородном пласте.

В более протяжённых ГС с большим отклонением от вертикали постоянной трудностью является существование неоднородных профилей потока вдоль длины горизонтального участка, особенно по мере истощения скважины. В типичном случае эта проблема возникает в результате неоднородного перепада давления, приложенного к резервуару-пласту вдоль длины горизонтального участка, но также может быть результатом изменений давления в пластовом резервуаре и общей проницаемости углеводородного пласта.

Неоднородные профили потока могут привести к преждевременному прорыву воды или газа, забиванию отверстий и щелей скважинного фильтра и эрозии в скважинах, где осуществляется борьба с поступлением песка, и могут существенно уменьшить срок эксплуатации и производительность скважины. Дополнительные проблемы возникают вследствие продвижения в направлении увеличения глубины ствола скважины более 1500 м. Заканчивание таких скважин для эффективной подготовки и эксплуатации является затруднительным и может привести к тому, что самая удалённая дистальная область или «забой» горизонтального участка остается открытым или незаконченным. Любой участок ствола скважины, который остаётся незаконченным, представляет собой зону со сниженной эффективностью добычи. Поэтому существует потребность в системе заканчивания скважины и в способе для спуска системы заканчивания скважины, который не допускает неоднородных перепадов забойного давления.

При разработке месторождений ГС большой длины и при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада давления в стволе скважины. Потери давления за счёт трения могут достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального

участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зоне пятки и носка (эффект *heel-toe*) скважины. Данная разница может привести к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины, в случае водоплавающей залежи, или газа при разработке подгазовой зоны. В случае разработки месторождения ГС с использованием гравитационного режима существует ограничение по депрессии во избежание прорыва воды-газа. В некоторых случаях требование по ограничению депрессии может быть достаточно большим (0.05 + 0.1 МПа). В этих случаях перепад давления за счёт трения приводит к значительному снижению депрессии в носочной части скважины, что, в свою очередь, ведёт к снижению дебита скважины.

Одним из решений проблемы выравнивания притока в ГС является применение устройств пассивного (Inflow Control Device) и активного контроля (Inflow Control Valve) притока».

* * *

«Регуляторы притока соплового (отверстие) типа используют сопла, чтобы создать сопротивление давлению. Жидкость, проходящая через сито, собирается в камеру, где набор предварительных сопел контролирует поток текучей среды из камеры к внутренней части гильзы. Число и диаметр сопел выбирают таким образом, чтобы получить желаемый перепад давления на устройстве с определенной скоростью потока. На рисунке 4 приведены регуляторы притока соплового типа фирм Weatherford, Schlumberger, Baker Hughes и Halliburton.

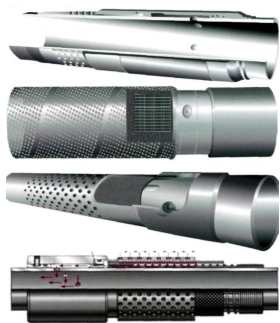


Рис. 4. Регуляторы притока соплового типа

Сжимание потока жидкости при прохождении через сопла делает падение давления в значительной степени зависимой от плотности жидкости и скорости, но меньше зависящей от вязкости.

Тем не менее, высокие скорости потока жидкости является одним из основных причин эрозии, особенно в сочетании с выносом песка. Сопло или отверстие в регуляторе притока должно быть в 4-16 раз больше размера щелей пескозащитного фильтра».

Мезиков В. К. Перспективы применения мощного ультразвука для добычи высоковязкой нефти и битумов / В. К. Мезиков // Бурение & нефть. - 2015. - № 7-8. - С. 72-73.

«Акустические методы для повышения нефтеотдачи нефтяных пластов широко используются в нефтяной промышленности с середины прошлого столетия. Объектом воздействия могут быть как пласт в целом, так и призабойная зона пласта. Воздействие проводят с помощью свабов, пульсаторов давления, пороховых генераторов и аккумуляторов давления, электроискровых излучателей (спаркеров), магнитострикционных и пьезокерамических излучателей.

Причиной образования участков пониженной проницаемости, в основном, являются стрейнинг и процессы физико-химического характера.

Стрейнинг характерен для начального этапа эксплуатации добывающих скважин и заключается в кольматации поровых каналов частицами песчаников, глин, размер которых не намного меньше эффективных размеров поровых каналов. Одновременно со стрейнингом развивается медленный процесс кольматации в результате перераспределения потоков и увеличения скоростей мельчайших частиц, позволяющих им преодолевать силы отталкивания в извилистых порах.

Разрушить образовавшуюся структурную сетку можно путем возбуждения в среде упругих колебаний.

При взаимодействии акустического поля с фазами пород основное влияние оказывают: акустическая дегазация и снижение вязкости нефти, увеличение проницаемости за счет сверхкапиллярного эффекта, разрушение конгломератов, вовлечение в разработку низкопроницаемых и закольматированных пропластков пород продуктивного пласта.

Таким образом, технология заключается в воздействии на прискважинную зону пласта акустического поля, в результате чего обеспечивается восстановление фильтрационных свойств его призабойной зоны.

При взаимодействии акустического поля с фазами пород основное влияние оказывают: акустическая дегазация и снижение вязкости нефти, увеличение проницаемости за счет сверхкапиллярного эффекта, разрушение конгломератов, вовлечение в разработку низкопроницаемых и закольматированных пропластков пород продуктивного пласта.

В основном воздействие на нефтяные пласты осуществляют с помощью пьезокерамических и магнитострикционных излучателей. Воздействие на призабойную зону пьезокерамическими излучателями с малой амплитудой колебаний 2-5 мкм снижает интенсивность воздействия.

Классическая схема оборудования состоит из наземного мощного генератора и скважинного магнитострикционного ультразвукового излучателя, недостатком которой является значительная потеря мощности в кабеле.

ООО НПФ «Промприбор» разработал мощный малогабаритный ультразвуковой генератор для магнитострикционного излучателя, имеющий КПД 96%. Что позволило создать на его базе ультразвуковой скважинный излучатель.

Разработка представляет собой генератор с магнитострикционным излучателем в едином корпусе диаметром 73 мм и

длиной 1500 мм. Мощность излучателя 1,0 кВт. Рабочая частота 22 кГц. Питание генератора осуществляется через недорогой геофизический кабель.

Преимуществами разработанного ультразвукового скважинного излучателя являются отсутствие потерь мощности в кабеле и высокая амплитуда колебаний, составляющая более 50 мкм. Увеличение амплитуды в 2 раза приводит к увеличению интенсивности ультразвука в квадрате. Таким образом, значительно увеличатся глубина проникновения ультразвуковых колебаний в призабойную зону и эффективность обработки.

Технология может применяться как отдельный вид обработки, так и комплексно с химическими методами влияния на призабойную зону пласта».

Перспективні напрями модернізації...[Електронний ресурс] / І. М. Грищенко. – Режим доступу: www.economy.nauka.com.ua/?op=1&z+=973

«Стратегія розвитку – це прогностичні показники та система взаємоузгоджених рішень, які спрямовані на підвищення енергетичної незалежності та безпеки держави, задовольняючи потреби національної економіки у природному газі та нафтопродуктах. При цьому важливо враховувати різні варіанти розвитку національної економіки, імпортно-експортної політики держави та можливостей нафтогазовидобувної галузі.

Головне завдання техніко-технологічної модернізації геологорозвідувальних робіт полягає в тому, щоб переоснастити польову геофізику, використовуючи модифікації сейсмічних досліджень, удосконалити техніку й технології бурових робіт, застосовувати горизонтальне буріння, збільшувати обсяги і підвищувати ефективність усього комплексу робіт з пошуку і розвідки родовищ нафти та газу, а в підсумку домагатися приросту запасів вуглеводнів.

Збільшення видобутку нафти і газу в Україні, щоб максимально забезпечувати національну економіку власною сировиною, можливе за умови широкого впровадження новітніх технологій для підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів з покладів та інтенсифікації видобутку нафти і газу.

Для досягнення цих цілей потрібно забезпечити:

- раціональне використання розвіданих запасів нафти та газу, розширене відтворення сировинної бази нафтовидобувної промисловості;

- ресурсо- й енергозбереження, скорочення втрат на всіх стадіях технологічного процесу під час підготовки запасів, видобутку, транспортування і переробки нафти та газу;

- поглиблення переробки нафти, комплексне вилучення і використання всіх попутних і розчинених у ній компонентів;

- розвиток газопереробної промисловості;

- формування і розвиток нових великих центрів видобутку нафти та газу, передусім, на шельфі Азовського та Чорного морів;

- розвиток і реконструкцію транспортної інфраструктури комплексу для підвищення ефективності транспортування нафти, газу і нафтопродуктів, її диверсифікованість за напрямками, способами і маршрутами постачань на зовнішні та внутрішні ринки; своєчасне формування транспортних систем у нових видобувних регіонах.

Перспективні рівні видобутку нафти в Україні можна визначити за: якістю розвіданої сировинної бази, розвиненістю транспортної та переробної інфраструктури, податковими умовами і науково-технічними досягненнями в розвідці і розробці родовищ.

Забезпечення запланованих рівнів видобутку і підвищення ефективності нафтовидобутку залежатимуть від науково-технічного прогресу в галузі, удосконалення методів буріння, впливу на пласт, збільшення глибини видобутку і впровадження інших прогресивних технологій, що, так би мовити, економічно виправдовує використання важковидобувних запасів.

У газовій промисловості для підвищення ефективності її функціонування передбачено використовувати досягнення науково-технічного прогресу, зокрема використання прогресивних технологій буріння, видобутку, переробки і споживання газу, удосконалення газотранспортної системи, підвищення енергоефективності транспортування газу, систем його акумулювання, а також технологій зрідження газу і його транспортування.

Чинники визначення перспективних рівнів видобутку газу і нафти в Україні однакові, але вагомішими будуть ціни на газ.

Досягнення потрібних рівнів видобутку нафти та газу в країні і відповідного розвитку геологорозвідувальних робіт і транспортної інфраструктури вимагає збільшення інвестицій. Основним джерелом капітальних вкладень упродовж усього розглянутого періоду визначено власні кошти компаній. Під час освоєння нових районів видобутку передбачено також залучати кредитні кошти на умовах проектного фінансування.

Усе це потребує різкого зростання інвестиційних витрат, нарощування основного капіталу, впровадження інноваційних рішень і спричинює збільшення експлуатаційних витрат на видобування газу.

Збільшення обсягів використання газу як сировини забезпечить зростання виробництва продукції з вищою доданою вартістю. Потрібні заходи спеціальної підтримки інвестицій у розвиток газопереробних підприємств (комплексне вилучення усіх видобувних вуглеводневих і не вуглеводневих компонентів природного і попутного нафтового газу).

Гострою є проблема, як забезпечити розвиток вітчизняної газотранспортної системи, адже вона є стратегічно важливою в контексті гарантування енергетичної безпеки країни та підтримки національної енергетичної конкурентоспроможності в довготерміновій перспективі. З огляду на вказане, доцільно ретельно проаналізувати можливості активізації інвестиційного процесу у сфері розвитку об'єктів і технологій газотранспортної системи.

Варто врахувати, що енергетична стратегія України серед пріоритетних напрямів забезпечення функціонування газової промисловості України називає такі:

- підтримання обсягів транзитного потоку газу територією України з перспективою його нарощення;
- забезпечення надійності надання транзитних послуг;
- диверсифікація джерел надходження газу.

Інвестиційні проекти у сфері розвитку газотранспортної системи доцільно поділити на дві великі групи: будівництво нових об'єктів і модернізація уже наявних.

Плануючи створення нових об'єктів у перспективі до 2030 р., варто прогнозувати не лише збільшення поставок газу з Росії, а й нарощування надходження природного газу із прикаспійського регіону (Казахстан, Узбекистан, Туркменістан)».

Ракитин М. В. ГТИ и ГИС на шельфе - проблемы и перспективы / М. В. Ракитин // Бурение & нефть. - 2015. - № 7-8. - С. 26-29.

«На МЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина завершается бурение эксплуатационных скважин в отложениях неокомо-волжской залежи. Разработка там переходит на новый уровень, бурение следующих скважин будет с блок-кондуктора. В 2015 г. планируется начать бурение первых скважин на месторождении им. В. Филановского, где конструкции скважин иные. Эти обстоятельства позволяют обобщить накопленный опыт для того, чтобы наметить пути дальнейшего развития с учетом геологических и практических реалий.

В области каротажа наиболее интересным и интенсивно развивающимся направлением является ГИС-бурение (LWD) (ГИС - геофизические исследования скважин). В России известны два основных направления в этой области:

- исследования на морских месторождениях (Сахалин, Северный Каспий, Балтийское море);
- исследования на суше при бурении вторых стволов на месторождениях средней и поздней стадии эксплуатации, а также горизонтальных стволов небольшой протяженности на новых месторождениях.

При бурении на суше, как правило, имеется довольно много разведочных скважин, что позволяет выстраивать достаточно надежную геологическую модель. Эксплуатационное бурение на старых месторождениях, в основном, носит уточняющий характер, поэтому задачи ГИС-бурения не так уж актуальны и, как правило, решаются с помощью отечественной аппаратуры.

При бурении на море и разработке новых месторождений горизонтальными стволами роль ГИС-бурения и решение задач геонавигации на порядок сложнее. Современные отечественные разработки аппаратуры, за редким исключением, отстают от уровня западных на 10 - 15 лет. Копировать и повторять то, что уже успешно работает, малоперспективно.

Надо не догонять, а обгонять, то есть разрабатывать то, что нужно реально бурению, исходя из практики геолого-технологических исследований (ГТИ) и ГИС-бурения на море. Данная статья в определенной степени является продолжением темы статьи «Тенденции развития ГТИ и ГИС-бурения», уже опубликованной в журнале «Бурение и нефть».

Бурение на море требует очень больших затрат и высоконадежного оборудования на всех этапах строительства скважин. Поэтому разведочных скважин очень мало, и бурение эксплуатационных скважин дополнительно решает задачи доразведки. В нашей практике на месторождении были пробурены дополнительно пять пилотных стволов - для исследований палеогена, средней юры и эксплуатируемых коллекторов неокома-волжского. Таким образом, при ГИС-бурении на шельфе задачи эксплуатационного и разведочного бурения в значительной степени совмещены.

Кроме того, ГИС-бурение находит все более широкое применение и в разведочных скважинах. Это связано со следующими обстоятельствами:

1) получение технологических данных непосредственно с забоя дает возможность не только снизить аварийность при бурении на новых площадях, но и предполагает возможность развития новых направлений ГИС, например, ГДК-бурения;

2) использование данных гамма-каротажа (ГК) и электролитического каротажа (ЭК) при бурении позволяет не только определить максимально точно интервалы отбора керна, но и развить методику повторных замеров ЭК на более высоком уровне (следует отметить, что данная методика является одной из немногих для исследований чисто трещиноватых коллекторов, которые весьма сложны для изучения методами ГИС);

3) наиболее достоверные данные по дебитам могут быть получены при испытаниях из бокового ствола с горизонтальным окончанием в перспективных коллекторах.

Сдерживающим фактором использования ГИС-бурения на разведочных скважинах шельфа является высокая стоимость использования зарубежной техники.

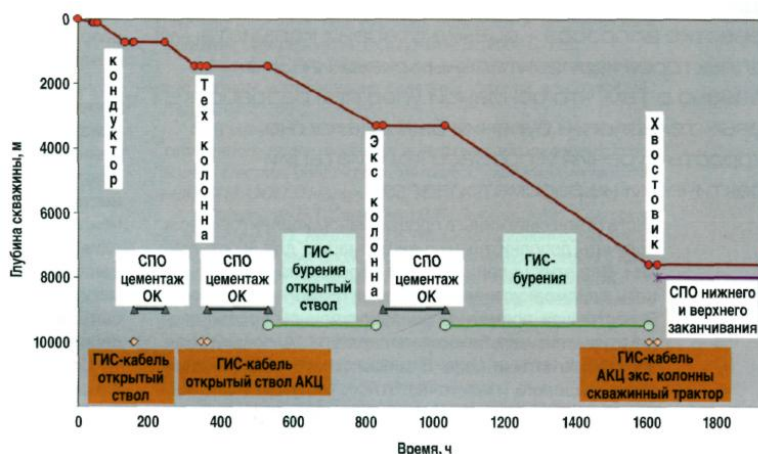


Рис. Стандартная схема проведения работ ГИС

Наиболее широко ГИС-бурение используется при строительстве эксплуатационных скважин. На рис. приведена стандартная схема работ ГИС.

Как видно из схемы, для сокращения времени строительства эксплуатационных скважин требуется проведение ГИС-бурения в секциях большого диаметра - кондукторе и технической колонне. Кроме этого, в конце бурения каждой секции требуется проводить акустическую цементометрию (АКЦ) при подъеме бурового инструмента. Это позволяет проводить работы ГИС, полностью отказавшись от кабельной техники и максимально сократив время на проведение ГИС».

Техніка і технології

Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения / К. Н. Каюров, В. Н. Еремин, М. И. Эпов [и др.] // Нефт. хоз-во. - 2014. - № 12. - С. 112-115.

«Разработанный новый прибор для проведения высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения (ВИК-ПБ) отличается от предыдущих модификаций наличием металлического корпуса, обеспечивающего высокую прочность прибора. Генераторные и приемные катушки размещены в кольцевых проточках монолитной трубы из немагнитной стали. Электронные модули расположены в герметичных отсеках стенки трубы. Зонд предназначен для оперативного определения УЭС разбуриваемых пластов и расстояний от границ кол-лектора до горизонтального ствола. В процессе бурения измеряются интенсивности естественного гамма-излучения (гамма-каротаж - ГК), углы наклона (зенитный, азимутальный и поворота) прибора, а также относительные амплитудно-фазовые характеристики электромагнитного поля, возбуждаемого в среде шестью трехкатушечными зондами на частоте 0,88 и 3,5 МГц.

Несимметричная конструкция электромагнитного зонда существенно уменьшает общую длину прибора и «мертвую» призабойную зону. Влияние металлического корпуса подав-

ляется специальным сигналом, не зависящим от окружающей среды. Параметры зондов электромагнитного каротажа и их обозначения приведены в таблице. Значения рабочей частоты зондов близки к значениям этого параметра для среднего и длинного зондов ВЭМКЗ, однако расстояния между генераторной и приемными катушками иные.

Лабораторное тестирование прибора подтвердило низкий уровень шумов и высокую чувствительность сигналов к электрофизическим параметрам среды. Физическое моделирование проведено в баке (рис. 1, а), предназначенном для метрологической поверки аппаратуры электромагнитного каротажа. Бак заполнен водным раствором поваренной соли (электролит). Геометрические размеры бака (в плане 2,8х2,8 м, глубина 1,8 м) превышают длину зондовой системы, что позволяет использовать его для моделирования электромагнитных сигналов в однородной изотропной среде. В центре дна бака находится скважина. Стенки бака изолированы от вмещающей среды, УЭС которой составляет около 95 Ом·м.

Тестирование прибора в баке показало, что он характеризуется низким уровнем шума. Наблюдается высокая степень совпадения измеренных и расчетных значений УЭС в практически важном диапазоне, соответствующем значениям УЭС терригенных и карбонатных пород Западной Сибири.

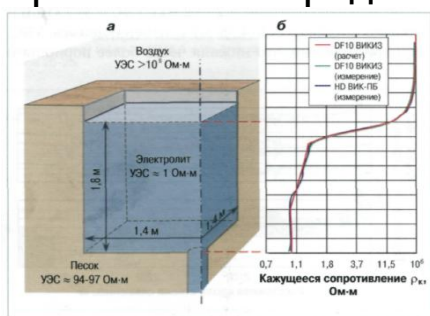


Рис. 1. Схема бака (показана 1/4) (а) и диаграммы профилирования границы воздух - однородная проводящая среда, полученные по данным измерения зондами DF10 (ВИКИЗ) и HD ВИК-ПБ (б)

Диаграммы электромагнитного каротажа, полученные в процессе бурения.

На рис. 2 приведены диаграммы сигналов приборов ВИК-ПБ и ВИКИЗ стандартного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), записанные в процессе бурения на месторождениях в Томской области. Скважина с горизонтальным окончанием вскрывает пласт, состоящий из песчано-алевролитовых отложений, с тонкими прослоями глин. УЭС биополимерного бурового раствора составляло около 0,5 Ом·м, номинальный диаметр скважины - 0,146 м. Обозначение зондов ВИКИЗ: DF05 - длина зонда 0,5 м, частота 14 МГц; DF07 - 0,7 м, 7 МГц; DF10 - 1 м, 3,5 МГц; DF14 - 1 м, 1,75 МГц; DF20 - 2 м, 0,875 МГц.

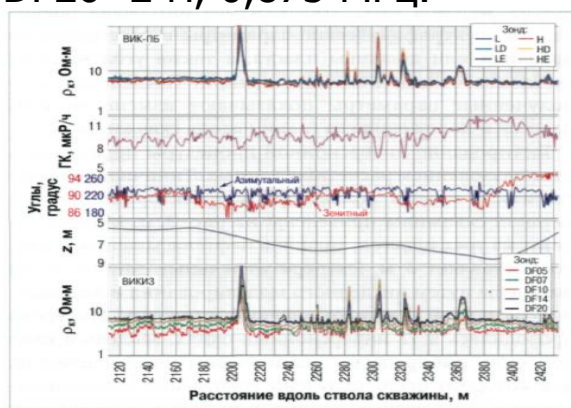


Рис. 2. Диаграммы сигналов приборов ВИК-ПБ и ВИКИЗ (z- глубина относительно верхней точки интервала записи инклинометрии)

На диаграммах зондов ВИК-ПБ верхний интервал скважины (2110-2202 м) выделяется повышенными значениями ρ_k и пониженным средним уровнем интегральной естественной радиоактивности, что указывает на нахождение скважины в нефтеводонасыщенной части пласта. Расхождение значений ρ_k на разных частотах идентифицирует понижающую зону проникновения небольшой толщины. С углублением скважины снижается ρ_k и повышается гамма-активность. Это свидетельствует об увеличении содержания как глинистого компонента, так и минерализованной пластовой воды.

Интервал 2210-2250 м слабо заглинизирован, но более водонасыщен, чем верхняя часть пласта. Ниже в малопроницаемых отложениях уровень гамма-активности соответствует глинам, а значения ρ_k близки между собой. Высокие значения ρ_k (30 Ом и более) соответствуют уплотненным изолирующим объектам, похожим на залеченные субвертикальные трещины.

Диаграммы ВИКИЗ повторяют диаграммы ВИК-ПБ как по положению экстремумов, так и по значениям ρ_k , но при этом являются более сглаженными. Диаграммы разных зондов ВИК-ПБ близки между собой вследствие того, что во время бурения зона проникновения не успела сформироваться, зонды работают на двух достаточно низких частотах. Корпус прибора ВИК-ПБ выполнен из проводящего материала, что приводит к сглаживанию сигналов и уменьшению влияния неровностей стенки скважины.

Таким образом, сравнительный анализ диаграмм ВИК-ПБ и ВИКИЗ показывает высокую степень их соответствия. Комплексирование данных указанных зондов, полученных во время бурения и через несколько часов или суток, позволит надежно выделять проницаемые породы разреза по особенностям сигналов, обусловленным изменениями прискважинной зоны».

Асфандияров И. Р. Высокотехнологичное крепление скважин с технологической оснасткой обсадных колонн ЗАО "АРТ-Оснастка" / И. Р. Асфандияров // Бурение & нефть. - 2015. - № 9. - С. 50-53.

«Отличительной особенностью пакера тип 1010 является высокий коэффициент пакеровки, для некоторых типоразмеров значение которого достигает $K_p = 1,55$. Это становится возможным благодаря особой конструкции уплотнительного элемента и наличию в пакере подвижного нижнего концевика, который перемещается, скользя по корпусу в процессе надувания пакера.

На данный момент специалистами ЗАО «АРТ-Оснастка» разработана линейка пакеров тип 1010 с уплотнительными элементами длиной 1,2 м для обсадных колонн 146 мм, 168 мм и 178 мм. Ведется подготовка конструкторской документации для пакеров с уплотнительным элементом длиной 2 м и 3 м. Разработанные технические средства подверглись многократным стендовым испытаниям, для проведения которых было изготовлено несколько специальных стендов, имитирующих стволы скважин различного диаметра. Испытательный стенд позволяет проводить опрессовку пакера избыточным давлением до 300 кг/см^2 .

Каждое испытание пакера включало в себя следующие этапы:

1. Создание внутри пакера избыточного давления, достаточного для среза штифта впускного обратного клапана. Фиксация полученного значения давления открытия клапанной системы.
2. Наполнение пакера жидкостью.
3. Создание внутри пакера избыточного давления, достаточного для среза штифта запорного обратного клапана. Фиксация полученного значения давления закрытия клапанной системы.
4. Создание перепада давления величиной 200 кг/см^2 * на пакер сверху.
5. Создание перепада давления величиной 200 кг/см^2 * на пакер снизу.
6. Создание перепада давления, достаточного для разрушения уплотнительного элемента и дальнейшей разгерметизации пакера. Фиксация полученного значения.

**(По техническому заданию - значение максимального выдерживаемого пакером перепада давления между разобщаемыми зонами при $K_p=1,24$).*

Разработанные технические средства успешно прошли стендовые испытания, полученные результаты показали высокую эксплуатационную надежность данного оборудования.

Результаты испытаний на примере пакера тип 1010 для обсадной колонны 168 мм показаны в табл. 1. Технические характеристики пакеров тип 1010 для обсадных колонн 146 мм, 168 мм и 178 мм представлены в табл. 2.

В заключение для потенциальных клиентов, до сегодняшнего дня не имевших опыта работы с технологической оснасткой для крепления скважин производства ЗАО «АРТ-Оснастка», хотелось бы отметить, наше предприятие - современная компания с командой настоящих профессионалов, мастеров своего дела. Будучи верными своим принципам постоянного повышения качества по всем направлениям, оригинального мышления во всем и нестандартного подхода ко всему, мы не боимся постановки перед собой сложных задач и с удовольствием занимаемся реализацией их решений, осознавая, что результат нашей деятельности способствует повышению доходности нефтегазовых активов клиентов компании. Производственный комплекс предприятия оснащен новейшим высокопроизводительным металлообрабатывающим оборудованием, высокоточными станками с числовым программным управлением

(ЧПУ), собственным автономным производством изделий из современных эластомерных и полимерных материалов. На предприятии ведется круглосуточный входной контроль качества приобретаемого сырья и материалов. Разработана система и есть все необходимое для контроля качества выпускаемой и испытаний разрабатываемой продукции.

Наша главная цель - быть надежным партнером для клиентов в том, что мы умеем делать лучше всего, - производстве технологической оснастки для крепления нефтяных и газовых скважин. Всегда в нужных объемах и наивысшего качества!».

Создание и промышленное внедрение технологий стимуляции скважин на основе импортозамещающих реагентов и составов / Р. З. Сахабутдинов, М. Х. Мусабиров, А. Ф. Яртиев [и др.] // Нефт. хоз-во. - 2014. - № 12. - С. 126-129.

«На 01.10.14 г. объем промышленного внедрения технологии «КСК-Татнефть» на месторождениях Татарстана, Удмуртии, Самарской области, Туркменистана составил более 800 скважин. Суммарная дополнительная добыча нефти за счет ее применения превысила 450 тыс. т. На рис. 1 приведена динамика внедрения технологий «КСК-Татнефть».

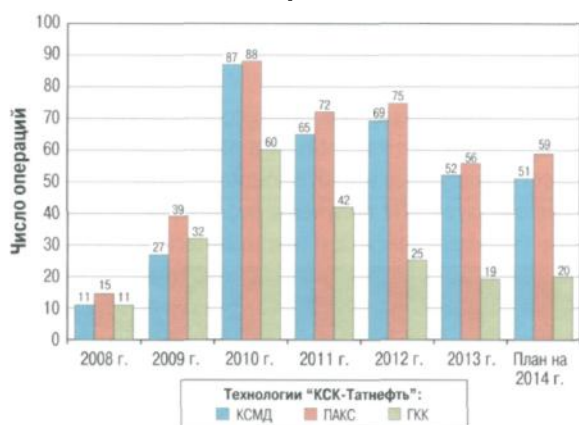


Рис. 1. Динамика внедрения фирменных кислотных составов (КСМД - кислотный состав медленного действия; ПАКС - поверхностно-активный кислотный состав; ГКК - глинокислотные композиции).

Разработанная отечественная технология БСКО является аналогом большеобъемных закачек неорганических и органических кислот с добавками ПАВ и ингибиторов зарубежных компаний «Халлибертон», «Довелл», «Техас», «Вестерн» и скоростных закачек кислот, загущенных полимерами акрилового ряда, гелей на основе силиката щелочных металлов, солей борной кислоты и биополимеров («Шлюмберже», «Техас», «Шеврон»). В процессе апробирования различных экспериментальных вариантов технологии БСКО разработаны основные критерии и принципы ее применения с учетом гео-

лого-физических условий эксплуатации продуктивных объектов ОАО «Татнефть». Увеличение дебита нефти отмечено по всем опытным скважинам, средний его прирост в результате применения данной технологии составил 5,4 т/сут при практически неизменной обводненности продукции.

На 01.10.14 г. технология БСКО внедрена в 86 скважинах с удельным экономическим эффектом 0,9 млн. руб. на скважину. Дополнительная добыча нефти составила более 120 тыс. т. Эффект по большинству скважин продолжается.

Первые результаты исследований показали обоснованность и перспективность новых и модифицированных технологических подходов в этом важном сегменте геолого-технических мероприятий. Выявлены основные критерии эффективности, технологические риски, граничные условия и оптимальные области применения вариантов кислотных и физико-химических технологий, определены дальнейшие задачи по повышению их эффективности.

Общая методологическая идея инженерных разработок - увеличение объемов и темпа нагнетания в продуктивные пласты кислотных составов и композиций химических реагентов, регулирование и управление процессами адресной (селективной) закачки обрабатывающих жидкостей. Последнее достигается за счет их отклонения и минимизации риска нагнетания кислоты в трещинные, как правило, водонасыщенные интервалы карбонатного коллектора.

Применены инженерные решения по гидродинамическим (вязкоупругим жидкостным) и механическим (пакерным) способам отклонения и экранирования расчетных областей и интервалов обработки как в вертикальных, так и в горизонтальных стволах добывающих скважин. Используются новые подходы к порционной закачке кислотных композиций с различными контрастной химической активностью и глубиной воздействия.

Отечественная технология селективной ОПЗ на основе самоотклоняющихся кислотных составов с катионными ПАВ является аналогом зарубежных разработок VDA и OilSeeker.

Их действие основано на способности ПАВ образовывать длинные цилиндрические мицеллы в присутствии продуктов реакции соляной кислоты с карбонатной породой, в результате раствор приобретает вязкоупругие свойства».

Развитие технологий ГРП на терригенных и карбонатных коллекторах Республики Беларусь / Н. А. Демяненко, К. В. Мироненко, А. В. Драбкин, Д. В. Ткачев // Время колтюбинга. - 2015. - № 2. - С. 32-39.

«Единственным нефтегазоносным регионом в Беларуси является Припятский прогиб, добыча нефти в котором ведется уже более 40 лет. Подавляющая часть запасов нефти (93 %) приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. Данные залежи представлены верхнедевонскими известняками и доломитами, в основном массивной текстуры, в разной степени кавернозными и трещиноватыми. Большинство залежей разбито тектоническими нарушениями на отдельные блоки. В начальный период разведки в Беларуси были открыты самые крупные в регионе месторождения, выявляемые впоследствии залежи нефти относительно мелкие, их разработка зачастую малорентабельна или нерентабельна вовсе. В большинстве залежей гидродинамическая связь с законтурной зоной затруднена или вообще отсутствует, что существенно осложняет их разработку.

Исследованиями кернового материала, а также анализом геофизических и промысловых данных установлена послойная и зональная неоднородность залежей по фильтрационно-емкостным свойствам. Высокая геологическая неоднородность продуктивных пластов, сложное строение емкостного пространства пород-коллекторов определяют неравномерную выработку запасов как по площади, так и по разрезу залежей.

В настоящее время одной из основных задач является вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым, карбонатным коллекторам, в которых сосредоточено более 50% остаточных извлекаемых запасов углеводородов, а также вовлечение запасов углеводородного сырья, сконцентрированного в карбонатных и терригенных породах-«полуколлекторах» Республики Беларусь.

На начальных стадиях разработки месторождений РБ для освоения и интенсификации залежей углеводородов применялись соляно-кислотные обработки в различных вариациях, однако постепенная выработка запасов диктовала необходимость применения более агрессивных технологий воздействия на околоствольную зону.



Рисунок 1 -Компания «Белоруснефть» проводит ГРП с применением флота ГРП производства Группы ФИД

Так, с конца 2007 года на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» широко началось внедрение КГРП и ГРП. На начальных стадиях ГРП проводился лишь на терригенных коллекторах, а в карбонатах применялся кислотный гидравлический разрыв.

Однако довольно скоро стало очевидно, что классические кислотные разрывы карбонатов далеко не на всех объектах в полной мере отвечают задачам, стоящим перед производственным объединением. Основными факторами, влияющими

на успешность кислотных разрывов на месторождениях Беларуси, являются характер емкости пространства коллекторов («двойная пористость», порово-трещинно-кавернозная и порово-кавернозно-трещинная структура) и отношение пластового давления к гидростатическому. Первый фактор означает, что при поддержании системы ППД вытесняющая нефть вода с легкостью проходит по наиболее проводящим каналам - трещинам - и слабо вытесняет нефть, находящуюся в порах (матрице). В процессе же кислотного ГРП происходит еще большее травление трещин. Воздействие на поровую часть емкости пространства минимально.

Что касается пластового давления, ярко выражена зависимость эффективности обработки от коэффициента отношения пластового давления к гидростатическому, выведенная по результатам оценок выполненных кислотных разрывов на различных месторождениях Беларуси. Так, при проведении операций по данной технологии на скважинах со значением коэффициента около 1,0 кратность прироста дебита достигает 3,5. При снижении коэффициента ниже 0,6 эффективность обработок падает в 1,5-2 раза при прочих равных условиях и не превышает двух единиц кратности. Величину отношения пластового давления к гидростатическому, равную 0,6, можно охарактеризовать как граничную для месторождений РБ, ниже которой проведение КГРП нецелесообразно. Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений».

Технології ударно-хвильової та депресійно-репресійної хімікогідродинамічної дії на ПЗП / В. А. Кучернюк, І. С. Печерський, І. В. Бубнов, С. Б. Полатайко // Нафтогазова галузь України. - 2015. - № 4. - С. 31-35.

Ударно-хвильова дія на ПЗП дає змогу:

- зруйнувати кольматаційні відкладення у привибійній зоні пласта;

- руйнувати газогідратні пробки;
- одночасно впливати не тільки на ПЗП, але частково і на продуктивний пласт, що активізує нерухомі та малорухомі цілики нафти;
- проводити вибірковий спрямований вплив на певні інтервали пласта під час обробки неоднорідних за проникністю пропластків;
- періодично повторювати обробку привибійної зони свердловин за вибраною програмою для зміни напрямів фільтраційних потоків у пласті;
- проводити одно- або двостадійні реагентно-імпульсні обробки для збільшення зони охоплення газонасиченої частини пласта процесом газовилучення;
- за короткий інтервал часу виконувати масові обробки привибійних зон свердловин у межах кожної характерної ділянки родовища для отримання максимального сумарного технологічного ефекту.

Ударно-хвильова дія передбачає два види ефектів:

- безпосередній вплив на привибійну зону свердловини, що обробляється;
- дальній вплив на спостережний пласт залежно від складу колектора на відстані до 2 км від джерела пружних коливань (за томографією).

Ефекти ближньої дії проявляються в очищенні привибійної зони від кольматаційних відкладень, що виникли в процесі буріння та експлуатації свердловини, та руйнуванні газогідратних пробок.

Ефекти дальньої дії проявляються у збільшенні рухомості вуглеводнів у пласті, що обумовлюється вивільненням пружної енергії, накопиченої в самому пласті та в навколишніх породах. Остання накопичується внаслідок зміни порового тиску в пласті та пов'язаних з цим змін у напружено-деформованому стані гірського масиву.

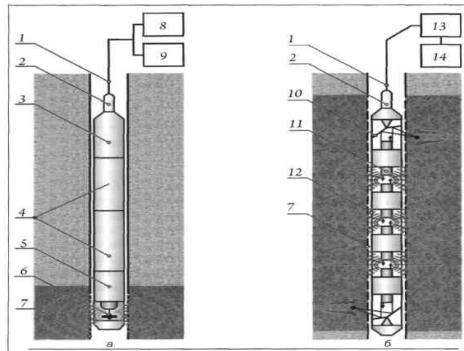


Рис. 1. Пристрої ударно-хвильової дії: а - електророзрядний, б - ультразвуковий: 7 - геофізичний кабель; 2 - кабельний наконечник; 3 - зарядний блок; 4 - блок високовольтних накопичувачів; 5 - розрядний блок; 6 - електродна система; 7 - експлуатаційна колона; 8 - блок контролю змін фільтраційних властивостей; 9 - перетворювач частоти; 10 - фокусуюча система; 11 - ультразвуковий випромінювач; 12 - корпус ультразвукового пристрою; 13 - генератор; 14 - джерело живлення

Розглянувши процеси у пласті з цих позицій, можемо помітити, що пружні хвилі, які збуджуються ударно-хвильовим методом, лише ініціюють процес розрядки напружень у гірському масиві навколо джерела, який протікає у відносно повільному режимі. Процес перерозподілу напружень, що відбувається в імпульсному режимі протягом тривалого часу і супроводжується генеруванням пружних хвиль із частотою, характерною для цих порід, активізує нерухомі та малорухомі цілики вуглеводнів на площі, яка охоплена процесом перерозподілу напружень. Виходячи з цього, можемо припустити, що передумовами, сприятливими для прояву ефектів дальньої дії, за ударно-хвильової обробки пласта є:

- велика продуктивна товщина;
- наявність неоднорідностей різного типу (фізичних властивостей, будівлі пласта, виклинювань, скидань, депресійних та репресійних воронки тиску тощо);
- значні зміни порового тиску в процесі розробки родовища;
- обводненість.

Зазначені чинники сприяють процесу накопичення пружної енергії та додаткових напружень у зонах, охоплених ударно-хвильовою дією.

Найбільш важлива відмінність цих зон від інших ділянок продуктивного пласта полягає у так названих воронках депресії, тому правомірно зробити висновок, що незалежно від фактора, що обумовлює проявлення ефектів ударно-хвильової дії в цих зонах (підвищена швидкість фільтраційних потоків, підвищення концентрації напружень у породі тощо), збільшення розмірів воронки депресії буде сприяти зростанню площі активізації запасів вуглеводнів навколо видобувної свердловини».

Практика застосування

Вишневський Р. М. Досвід упровадження комплексних інгібіторів та біоцидів марки "PuroTech" як засобів захисту теплообмінного обладнання Качанівського ГПЗ / Р. М. Вишневський, М. В. Цаволик, Б. Л. Литвин // Нафтогаз. галузь України. - 2015. - № 4. - С. 36-38.

«На сьогодні можливості підвищення теплогідрравлічних характеристик технологічних теплообмінних апаратів практично вичерпані. Однак питання зниження собівартості та енергоємності продукції залишається актуальним. Основним способом вирішення цього питання є зниження капітальних і експлуатаційних затрат, пов'язаних із ліквідацією наслідків корозійного руйнування та проведенням очищення теплообмінного обладнання від накипоутворень та біобростання.

Тому впровадження новітніх технологій боротьби з накипоутворенням та біобростанням на теплообмінному обладнанні є актуальним завданням. На сьогодні одним із основних та дешевих способів такої боротьби є застосування комплексних інгібіторів і біоцидів. Комплексні інгібітори виявляють, крім

проти накипних, протикорозійні властивості: знижують корозійну агресивність оборотної води.

Для комплексного вирішення проблеми захисту водооборотних циклів від корозії й накипоутворення в системі зворотного водоохолодження цеху переробки газу (ЦПГ) Качанівського ГПЗ проведено дослідно-промислові випробування комплексного інгібітору «PuroTech iChem 1032A» та біоцидів «PuroTech 63», «PuroTech 68» і «PuroTech Microbiocide WT(k)» виробництва ТОВ «Технохім-реагент» (Україна).

У зв'язку з дефіцитом води в літній час та проблемою утилізації стічних вод в оборотному циклі ЦПГ Качанівського ГПЗ до початку дослідно-промислових випробувань підтримували надто високий коефіцієнт упарювання (від 3 до 5,5), що відповідає за ступінь концентрування солей жорсткості в оборотній воді. Відсутність інгібіторної обробки до початку випробувань призвела до того, що зрошувачі градирень були забиті водним каменем, який значно погіршив охолодження води та видалення шламу з оборотного циклу. Градирні відігравали роль фільтра, на якому затримувалися всі зважені речовини з оборотної води. На теплообмінному обладнанні теж спостерігалось значне накипоутворення карбонатного типу із вмістом продуктів корозії (гідроксидів заліза).

Відсутність біоцидної обробки призвела до появи нитчастих водоростей та слизу, позеленіння та обростання всіх елементів градирні, цвітіння оборотної води, появи чорного мулу в теплообмінниках.

Перед початком дозування комплексного інгібітору «PuroTech iChem 103 2A» у систему всю оборотну воду (3800 м³) обробили біоцидом «PuroTech Microbiocide WT(k)» у кількості 10 г/м³ оборотної води. Подальшу обробку біоцидами «PuroTech 63», «PuroTech 68» та «PuroTech Microbiocide WT(k)» виконували по чергово, згідно з розробленим графіком, кожні 10-15 діб залежно від стану біологічного забруднення води оборотного циклу. Концентрації біоцидів в оборотній воді становили відповідно 20, 20 та 10 г/м³.

Після внесення ударної дози (із розрахунку 50 г/м³) інгібітор «PuroTech iChem 1032A» з 28.07.2014 р. дозували в автоматичному режимі за допомогою автоматичної станції дозування в забірну камеру циркуляційних насосів із дотриманням норми витрати інгібітору відповідно до програми (30 г/м³ підживлюючої води).

Ефективність обробки контролювали за показниками транспортування солей жорсткості і зміни стану теплообмінного обладнання.

Із 14.10.2014 року концентрацію інгібітору зменшили до 25 г/м³.

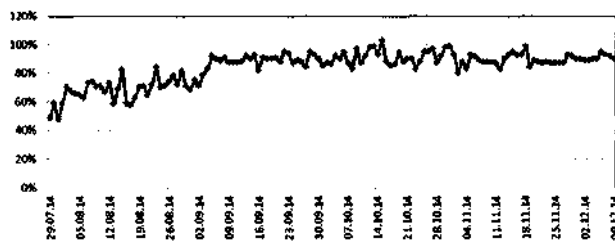


Рис. 1. Динаміка зміни показника транспортування солей жорсткості під час дослідно-промислових випробувань комплексного інгібітору «Puro-Tech iChem 1032A».

У процесі дослідно-промислових випробувань контролювали:

- швидкість корозії гравіметричним та електрометричним методами;
- стан поверхні обладнання в доступних місцях (під час відключення апаратів) на предмет зміни кількості (товщини) накипу;
- жорсткість підживлюючої та циркуляційної води;
- лужність підживлюючої та циркуляційної води;
- водневий показник рН підживлюючої та циркуляційної води;
- електропровідність циркуляційної води;
- вміст хлоридів у підживлюючій та циркуляційній воді;
- вміст заліза загального в підживлюючій та циркуляційній воді;
- вміст органічних фосфатів у циркуляційній воді;
- загальне мікробне число».

Иванов Б. В. Особенности автоматизированной системы измерения и анализа эффективности процессов бурения - проНова. Современный подход к анализу эффективности выполнения буровых работ / Б. В. Иванов // Бурение & нефть. - 2015. - № 10. – С. 66-69.

«Главной целью использования системы проНова является повышение эффективности и безопасности буровых работ и, как следствие, оптимизация сроков бурения и общих затрат заказчика.

Проанализировать эффективность буровых операций и сократить непроизводительное время поможет автоматизированная система измерения и анализа эффективности бурения - проНова, которой уже более 15 лет успешно пользуются крупнейшие нефтегазодобывающие и буровые компании во всем мире.

Автоматизированная система анализа эффективности бурения проНова интерпретирует данные геолого-технологических исследований (ГТИ) в режиме реального времени и распознает все текущие процессы на буровой автоматически (без участия человека), что позволяет получать более достоверную информацию для анализа в сравнении со стандартными рапортами супервайзеров. Автоматизированная система проНова дает возможность не только измерить буровые операции удаленно, с точностью до секунды, но и оценить эффективность их выполнения буровыми бригадами. Для анализа эффективности буровых операций вводится понятие - «скрытое» непроизводительное время (рис. 1).



Рис. 1. Распределение времени на бурение и строительство скважины

По сути, скрытое НПВ - это неэффективное время работы буровых бригад в пределах производительного времени. Скрытое НПВ рассчитывается как разница между фактическим временем выполнения операции и установленной нормой.

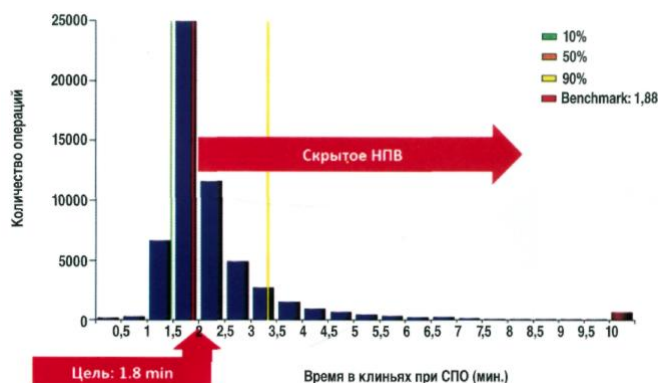


Рис. 2. Пример показателя эффективности (СПО - время в клиньях)

Для анализа буровых операций и вычисления скрытого НПВ в системе проНова применяются ключевые показатели эффективности (KPI), для каждого из которых устанавливается своя адекватная цель - норма, в зависимости от которой автоматически рассчитывается потенциал экономии времени по каждой операции (скрытое НПВ).

Преимуществом системы является то, что для ее интеграции и последующей работы не требуется установки дополнительного программного обеспечения, специального оборудования, а также присутствия дополнительного персонала на буровой, т. к. используются данные с уже работающей станции ГТИ и вся необходимая информация передается посредством интернета в центр по обработке данных для анализа.

Главной целью использования системы проНова является повышение эффективности и безопасности буровых работ и, как следствие, оптимизация сроков бурения и общих затрат заказчика. Одним из шагов к достижению этой цели является выявление и сокращение скрытого НПВ (рис. 2).

Автоматизированное измерение в системе проНова может также применяться для определения передовой практики и разработке новых норм времени на выполнение стандартных буровых операций. Нормы разрабатываются при участии технологов от заказчика и бурового подрядчика, с учетом разницы в оборудовании, которым оснащается тот или иной буровой станок. Цель такой деятельности — согласование безопасной процедуры, необходимых действий и оптимального времени на выполнение стандартных буровых операций с учетом предыдущего опыта и полученных результатов в системе проНова.

Внедрение системы проНова позволит:

- удаленно контролировать все процессы на буровой через удобный интернет-сайт;
- измерять эффективность выполняемых работ буровыми бригадами и анализировать полученные результаты в режиме реального времени;
- выявлять скрытое непроизводительное время, используя выбранные ключевые показатели эффективности (KPI) и установленные цели (нормы);
- устанавливать оптимальные нормы времени для каждой отдельной операции и контролировать любые отклонения».

Исмаилов Ф. С. Оценка результатов использования биотехнологий на основе опыта воздействия на пласты месторождения "Бибиэйбат" / Ф. С. Исмаилов, Х. М. Ибрагимов, Ф. Я. Абдуллаева // Науч. труды. - 2015. - № 2. - С. 43-46.

«Реакция добывающих скважин на биовоздействие была различной. Некоторые, из расположенных вблизи нагнетательной (скв.2419, 2137), ответили повышением дебитов через 2-2.5 месяца после начала закачки еще до завершения 1-го цикла воздействия. Другие (скв. 2416) по окончании всех циклов имели дебиты, значительно превышающие начальные.

Повторные закачки привели к реагированию и наиболее удаленных скважин (скв.2188, 2821), при этом превышение дебитов были наибольшими и составляли 200 %. Из 17 добывающих скважин биовоздействием было охвачено 11, т. е.

65 %, что можно считать успешным результатом.

Результаты биовоздействия по скважинам приведены в таблице.

По всей группе скважин значение среднего дебита увеличилось в 1.18 раз, а дополнительная добыча за счет биотехнологии составила 43.6 %.

Как видно из таблицы, по некоторым скважинам после окончания циклов закачки наблюдалось уменьшение до первоначального или еще большее снижение дебитов (скв. 2141, 3920), что можно объяснить уменьшением эффекта процесса и его угасанием вследствие недостаточности или запаздывания циклов закачки биореагентов.

Динамика изменения дебитов нефти участка (рис. 2) показала, что периоды возрастания этого показателя совпадают с периодами воздействия на пласт и зависят от состава биокомпозиции (например, в 1998 г. после закачки композиции, состоящей из 69 т МС и 158 т АИ, среднесуточный дебит в течение года возрос от 0.58 до 1.09 т и это положительная динамика сохранялась до конца 2002 г., когда произвели закачку 120 т МС и 50 т АИ).

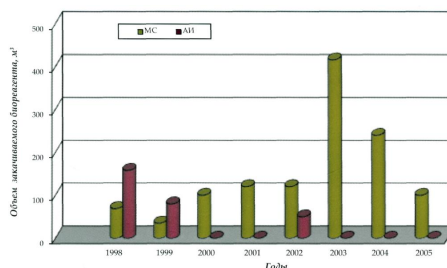


Рис.1. Динамика закачки биореагентов в пласты V горизонта

Начиная с 2003 г. закачивалась только МС в объемах меньше требуемых, что сказалось на динамике процесса. Он стал угасать, и средний дебит участка с максимального 1.39 т в 2004 г. снизился до 1.06 т в 2005 г., и далее до 0.8 т в 2006 г.

Несмотря на это, за весь период биовоздействия с 1998 по 2009 гг. с данного участка за счет использования биотехнологии удалось дополнительно добыть около 24 тыс.т нефти.

На рисунке 3 представлена диаграмма распределения прироста нефти по годам воздействия. Следует отметить, что этот прирост распределился на весь период биовоздействия неравномерно.

№№ п/п	Скважины	Расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами, м	Среднесуточный дебит скважин, т/сут			Увеличение дебита скважин	Прирост нефти, %
			до воздействия	в период воздействия	после воздействия		
1	2137	107.5	0.50	1.11	0.96	1.92	54.9
2	2141	212.5	1.18	1.42	1.01	0.86	16.9
3	2188	835.0	0.53	1.09	0.68	1.28	51.3
4	2416	225.0	0.52	1.05	0.80	1.54	51.4
5	2419	200.0	0.84	1.54	1.14	1.36	45.4
6	2489	400.0	0.17	0.22	-	1.29	22.7
7	2676	162.5	1.08	1.39	1.04	0.96	22.3
8	2681	245.0	1.22	1.30	0.83	0.68	6.1
9	2821	775.0	0.55	1.07	0.74	1.34	48.6
10	2854	275.0	0.57	0.82	-	1.44	30.5
11	3920	197.5	0.92	1.09	0.63	0.68	15.6
Среднее		-	0.73	1.10	0.86	1.18	43.6

Табл. Результаты биовоздействия по скважинам

На начало процесса в 1998 г., когда в сумме закачали 227 т композиции, прирост нефти с участка был 2693 т, что составило 11% от полученного за весь период воздействия. Затем из-за неполных закачек биореагентов в 1999-2002 гг. прирост, уменьшившись в половину, составил 100-170 т (т. е. 7-10% от общего количества). В 2003 г., когда в пласты было закачено вдвое больше начального (416 т) МС, рост добычи скважин значительно возрос, что обеспечило прирост в 4614 т (19% от общего). Несмотря на то, что в следующем 2004 г. вновь количество закачанного биореагента уменьшилось почти вдвое (240 т МС), развитие биопроцессов в пласте

продолжилось в нарастающем темпе и количество дополнительной нефти с участка составило значительную величину, достигнув 3809 т, что составило 19 % от общего

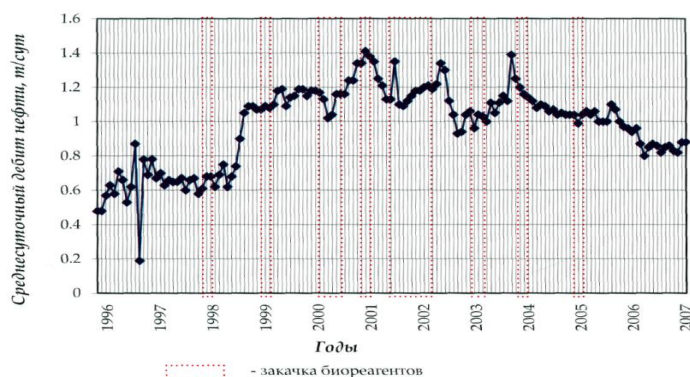


Рис. 2. Динамика дебитов нефти скважин V горизонта

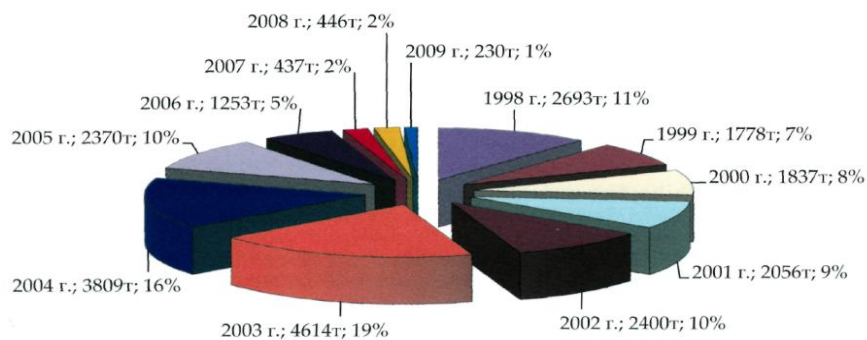


Рис. 3. Распределение прироста нефти по годам воздействия

В последующий год закачиваемый объем значительно уменьшился (100 т МС), что повлекло за собой угасание процесса и, как следствие уменьшение прироста до 2370 т (10% от общего) и далее.

В 2007-2009 гг. падение добычи продолжилось, что отразилось на приросте, который в конце процесса составил всего 1%.

В последующем было принято решение о приостановлении закачек АИ с МС и целесообразности перехода на новую модификацию биотехнологии».

Кращі світові практики [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.intprog.kh.ua/кращі-світові-практики/

«Оскільки видобуток нетрадиційного газу – справа загальнонаціонального рівня, але здійснюється на чітко визначених територіях, він вимагає уваги як центральних, так і місцевих органів влади. Часто успішні ініціативи, започатковані органами самоврядування, використовуються як основа для прийняття загальнодержавних правил. Наприклад, сьогодні у США обговорюється проект закону про обов'язкове розкриття інформації про хімічні реагенти, хоча у багатьох штатах, де вже відбувається видобуток нетрадиційного газу, – Техасі, Вайомінгу, Колорадо, Оклахомі, Нью Йорку, Пенсільванії – ці правила вже діють.

Контроль за дотриманням правил відбувається на всіх рівнях. Приміром, компанія, яка бажає видобувати газ у штаті Колорадо, повинна заповнити спеціальну заявку для отримання дозволу, зокрема вказати розташування свердловини, навколишню територію, плани щодо буріння та його складових, зокрема обсадної колони, цементування, попередження можливих викидів. Ця інформація перевіряється інженерами і технологами регулятора, і в деяких випадках вони також вимагають перелік заходів із захисту громадського здоров'я та навколишнього середовища. Окремо надається інформація про кластер свердловин, зокрема про обладнання, яке буде використовуватись, наявність поверхневих та підземних вод, під'їзних шляхів, плани з використання землі та породи. Ця інформація перевіряється працівниками регулятора, відповідальними за захист навколишнього середовища. Ця інформація є публічною, для її громадського обговорення надається 20 днів. Особлива увага звертається на позицію органів місцевого самоврядування та власників ділянок землі в радіусі 500 футів (дещо більше 150 м). До компанії-апліканта можуть бути висунуті додаткові умови, в частині збереження громадського здоров'я та навколишнього середовища.

У США існує також ціла низка федеральних законів, які регулюють екологічні аспекти видобутку нетрадиційного газу. Наприклад, Закон про чисту воду (Clean Water Act) регулює використання поверхневих вод для буріння та видобутку нетрадиційного газу, а також поводження з відпрацьованою водою з виробничих майданчиків. Закон про безпечну питну воду (Safe Drinking Water Act) регулює процес підземного закачування речовин. Закон про чисте повітря (Clean Air Act) обмежує викиди в атмосферу від двигунів, обладнання з підготовки газу та інших джерел, пов'язаних із бурінням. Закон про національну політику в сфері навколишнього середовища (National Environmental Policy Act) вимагає, щоб видобуток та виробництво на федеральних землях здійснювалось з врахуванням впливу на навколишнє середовище³. Закон про види, що перебувають під загрозою зникнення (Endangered Species Act) вимагає, щоб оператор отримав спеціальний дозвіл від Служби охорони дикої природи, якщо окремі види флори або фауни можуть опинитись під загрозою від будівництва та експлуатації свердловин. Закон про мігруючих птахів (Migratory Bird Treaty Act) передбачає, що оператор несе відповідальність за будь-які збитки, які нанесені птахам, що мігрують, і повинен облаштовувати свердловини так, щоб не приваблювати і не наносити шкоди птахам.

Разом із тим, федеральні органи не мають достатньо ресурсів, щоб контролювати процес на всіх ділянках. Крім того, деякі території потребують особливого захисту навколишнього середовища. Тому часто штатам надається право додаткового регулювання видобутку. Штат має право прийняти власне законодавство, якщо його норми будуть краще захищати навколишнє середовище, ніж федеральні. До сфер, які найчастіше підпадають під таке регулювання, належать геологія, рельєф, промислові характеристики. Органи, які регулюють видобуток нетрадиційного газу на рівні штату, можуть бути частиною або Департаменту природних ресурсів (Огайо), або Департаменту із захисту навколишнього середовища (Пенсільванія). Часто відра-

зу кілька установ займаються різними сферами видобутку нетрадиційного газу.

Регулятори також вимагають від компаній моніторити тиск всередині кожної свердловини, і повідомляти їх при будь-якому зростанні тиску вище норми. Такий моніторинг дозволяє визначити, який тиск здійснюється речовинами на стінки свердловини. Окрім цього, регулятори здійснюють часті перевірки, навіть без попередження – наприклад, у 2010 році тільки Комісія штату Колорадо здійснила 17 000 перевірок, більшість з яких були без попередження.

Якщо видобуток нетрадиційного газу відбувається поблизу населених пунктів, органи місцевого самоврядування також можуть приймати рішення щодо роботи компаній. Ці рішення часто вимагають додаткових дозволів, щоб контролювати, наприклад, розміщення свердловин біля водних територій, рівень шуму та рух вантажівок. Наприклад, орган самоврядування може прийняти обмеження на рівень шуму, який здійснюється як вдень, так і вночі.

У Європі на загальноєвропейському рівні існує кілька директив, які регулюють процес видобутку вуглеводнів, у тому числі нетрадиційного газу. Це Директива з ліцензування вуглеводнів (Hydrocarbons Licensing Directive), а також:

- законодавство із захисту води: Рамкова Директива щодо води (Water Framework Directive), Директива щодо підземних вод (Groundwater Directive) та Директива щодо використання гірських порід (Mining Waste Directive);
- законодавство з використання хімічних речовин: Регламент 2006/1907/ЕС щодо реєстрації, оцінки, дозволів і обмежень у використанні хімічних речовин (REACH);
- законодавство щодо захисту дикої природи;
- законодавство, що передбачає покарання операторів за нанесення шкоди навколишньому середовищу (в рамках Директиви про екологічну відповідальність (Environmental Liability Directive) та Директиви щодо використання гірських порід (Mining Waste Directive).

У Великобританії регулювання часто використовує принцип «кращих практик». Компанії повинні показати, як вони відповідатимуть вимогам з охорони навколишнього середовища, здоров'я та безпеки. Дотримання стандартів контролюється Управлінням з охорони здоров'я та безпеки (Health and Safety Executive), Агентством з охорони навколишнього середовища (Environment Agency), а також шляхом незалежних перевірок. Ліцензії на видобуток газу надає Міністерство енергетики та зміни клімату (Department of Energy and Climate Change). Компанії перед початком буріння повинні також отримати дозвіл у місцевої влади».

**Ніщета В. В. Попередження раптових відмов ГПА /
В. В. Ніщета, В. А. Сидоров, О. В. Горбунов // Нафтогаз.
галузь України. - 2015. - № 2. - С. 35-39.**

«У результаті одного з варіантів несприятливого розвитку подій сталася раптова відмова: пошкодження обмоток статора електродвигуна потужністю 25 МВт.

Дослідження причин раптової відмови У вищенаведеному аналізі параметрів віброшвидкості немає порівняння з результатами раніше проведених вимірювань саме через відсутність останніх. На практиці такі порівняння здійснюють у край рідко. Відсутність даних щодо раніше проведених вимірювань віброшвидкості не дала змоги природно оцінити швидкість розвитку ушкодження. У зв'язку з тим, що в період між вимірюваннями, які здійснюють за графіком, ушкодження можуть розвиватися і повільно, і швидко (чому можуть сприяти і зовнішні чинники), аварійна ситуація могла статися у будь-який момент часу, тобто несподівано.

Вібродослідження, наведені вище, проводили напередодні аварії, що сталася, тобто до 19 вересня 2012 року - моменту раптової аварії. У ході аналізу фотографій ушкоджень статора і ротора електродвигуна (рис. 3) встановлено таке: пошкодження паза статора електродвигуна, відсутність болта кріплення статора, пошкодження елементів ротора.

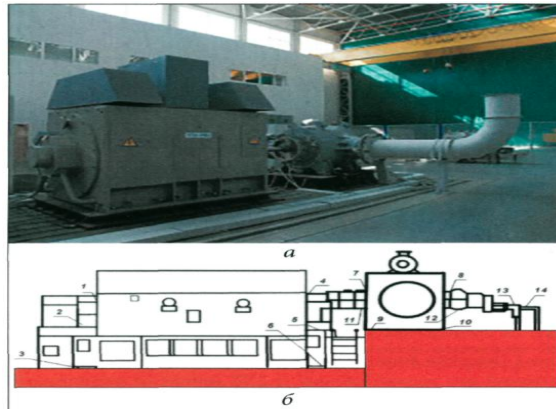


Рис. 1. Загальний вигляд (а) та схема розташування контрольних точок вимірювань віброшвидкості на ЕГПА (б): 1 - вільний підшипник електродвигуна; 2 та 5- опори електродвигуна; 3 та 6 - опори рами електродвигуна; 4- лобовий підшипник електродвигуна; 7- підшипник нагнітача з приводного боку; 8 - підшипник нагнітача з холостого боку; 9 та 10 - опори нагнітача; 11 - злив мастила підшипника нагнітача з приводного боку; 12-злив мастила підшипника нагнітача з холостого боку; 13- вихід мастила на основний маслonaсос; 14 - вихід мастила з основного маслonaсоса

Під час визначення можливої послідовності розвитку пошкоджень узято до уваги таке: тривала експлуатація двигуна; відсутність значних відхилень параметрів у ході експлуатації; можливість ступеневого переходу від природного до прискореного зносу. Основними наслідками тривалої експлуатації, пов'язаної з періодичними увімкненнями як самого агрегату, так і тих, що стоять поруч, є короткі за часом періодичні вібраційні впливи і зміни температурного режиму деяких частин двигуна, що природно призводить до короткочасних змін їх фізичного стану. Зокрема, до ослаблення різьбових з'єднань, а також порушення рівномірного охолодження ротора.

Ініціювати раптову відмову можуть порушення режиму змащування і зміна положення ротора відносно статора зі зниженням повітряного зазору через нагрівання окремих пазів. Результат - зачеплення ротора за статор.

Визначення причин раптової відмови допомогло сформулювати завдання:

визначити тенденції зміни параметрів двигуна ГПА в часовому інтервалі не менше ніж за 9 місяців до аварії, що сталася;

визначити граничні експлуатаційні значення параметрів;
вимірювання параметрів відносно інформаційного образу здійснити за методикою, розробленою НДІ «СНИКО[®]».

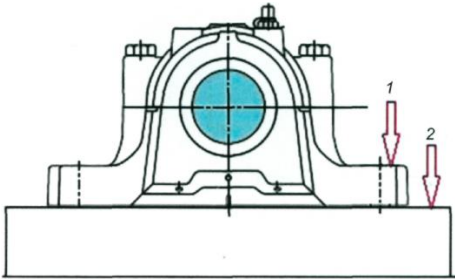


Рис. 2. Схема вимірювань під час оцінки стану опори на фундаменті

Вибір параметрів для вимірювання

Для дослідження причин раптової відмови було визначено параметри, які вимірювали на інформаційному рівні в безрозмірному вигляді:

- віброшвидкість підшипників;
- стан різьбових з'єднань;
- стан системи охолодження;
- віброприскорення підшипників;
- якість змащування підшипників;
- людський фактор;
- відхилення в електропостачанні й управлінні. Крім того, були визначені додаткові параметри - «попередження» і «зупинка» для контролю над змінами значень досліджуваних параметрів, які вимірювалися в безрозмірному вигляді:
- віброшвидкість підшипників;
- різьбові з'єднання;
- система охолодження;
- віброприскорення підшипників;
- мастило підшипників».

Обладнання та інструменти

Бахтизин Р. Н. Оценка напряженно-деформированного состояния труб магистрального нефтепровода в условиях изменения режима перекачки включением (отключением) магистральных насосов / Р. Н. Бахтизин, З. Х. Павлова // Науч. труды. - 2015. - № 1. - С. 35-39.

«Одним из основных направлений поддержания надежности и безопасности магистральных нефтепроводов (МН) является обеспечение целостности труб и оборудования, исключение их повреждений с потерей герметичности. Причинами нарушения целостности труб и оборудования с появлением трещин и разрывов являются высокие механические напряжения в металле изделий и частые изменения этих напряжений по величине и знаку.

Поэтому с целью безопасности МН необходимо обеспечение в стенке трубы и оборудования минимальных механических напряжений и снижение частоты изменений этих напряжений при его эксплуатации.

Изменения нагрузки на трубы и оборудование в процессе эксплуатации МН в основном происходят из-за изменения производительности перекачки. В связи с этим параметры изменения режима перекачки (давление в полости нефтепровода, изменения этого давления во времени) должны быть установлены обоснованно с учетом обеспечения надежности и безопасности МН. В настоящее время отсутствует методика оценки напряженного состояния труб и безопасности МН в условиях изменений режима перекачки, которые характеризуются локальными повышениями давления в полости нефтепровода. Резкие изменения давления в полости трубопровода приводят к возникновению локальных повышенных напряжений со снижением безопасности.

В условиях воздействия повторных нагрузок в процессе длительной эксплуатации МН при многократных изменениях

режима перекачки возможно малоцикловое разрушение металла труб и оборудования. Известно, что малоцикловое разрушение весьма чувствительно к концентраторам напряжений, создаваемым соединениями труб с арматурой и соединениями труб с разными толщинами стенок.

Для оценки влияния местного изгиба и дополнительных напряжений, возникающих от действия внутреннего давления p и резкого его увеличения на Δp воспользуемся теорией тонкостенных оболочек, изложенной в работах. К тонкостенным цилиндрическим оболочкам относятся трубы, у которых отношение толщины стенки к радиусу меньше $1/30$. Такую геометрическую характеристику имеют применяемые для сооружения нефтегазопроводов трубы с номинальным диаметром 530 мм и более.

Дифференциальное уравнение изгиба стенки трубы примем в виде:

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + 4\beta^4 w = \frac{q}{D} \quad (1)$$

где w - прогиб стенки трубы, мм;

q - внутренняя распределенная нагрузка, действующая на стенку трубы, для решаемой задачи p и $(p + \Delta p)$, МПа;

D - цилиндрическая жесткость при изгибе; β - параметр, зависящий от геометрических характеристик трубы и механических свойств ее металла.

Проведены исследования напряженно-деформированного состояния труб в условиях локального изменения давления в полости нефтепровода, которые происходят при изменениях режима перекачки включением (отключением) в работу (из работы) магистрального насосного агрегата.

В связи с $(p + \Delta p)$ происходит местный изгиб стенки труб из-за разности возрастания радиуса труб под действием указанных разных по значению внутренних давлений. В связи с этим в исследуемых сечениях возникают кольцевые напряжения и напряжения изгиба. Нами определены наибольшие напряжения, которые возникают при совпадении сечений резкого изменения внутреннего давления и изменения толщин стенки труб и соединения труб с арматурой».

Изменение механических характеристик материала гибких насосно-компрессорных труб в условиях циклического нагружения / И. Р. Кузеев, Е. А. Наумкин, Р. Р. Кудашев, А. А. Рябов // Науч. труды. - 2015. - № 2. - С. 47-53.

«Проведенные исследования микроструктуры материала ГНКТ (определяется в данной работе посредством программного комплекса SIAMS 600), указывают на то, что наряду с процессом образования ячеистой структуры происходит и изменение среднего размера зерна при различных уровнях накопленных повреждений (рис.6).

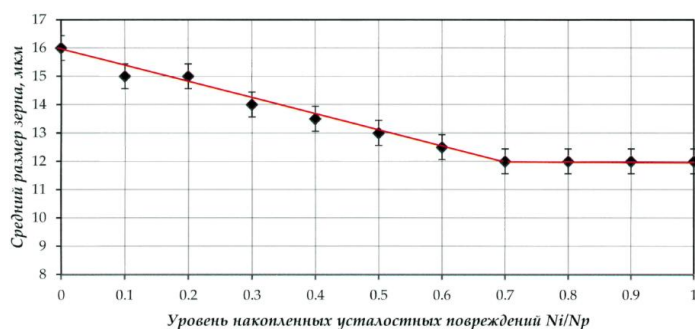


Рис.6. Зависимость среднего размера зерна от уровня накопленных усталостных повреждений N_i/N_p

«Анализ зависимости показывает, что в период $N_i/N_p = 0...0.7$ происходит образование ячеистой структуры и образование субзерен, которое приводит к уменьшению среднего размера зерна. Полученные изменения среднего размера зерна согласуются с результатами исследования И. А. Вакуленко и Л. А. Горбачева. Уменьшение среднего размера зерна наблюдается вплоть до уровня накопленных усталостных повреждений $N_i/N_p = 0.7$. Однако дальнейшее накопление повреждений не приводит к изменению среднего размера зерна, которое объясняется тем, что, начиная с уровня накопленных повреждений $N_i/N_p = 0.7$, процесс образования микронесплошностей в металле за счет увеличения числа микропор и

микротрещин прекращается или замедляется и начинается процесс образования макротрещин, продолжающийся вплоть до полного разрушения. В исследованиях Н. А. Махутова данный уровень $N_i/N_p = 0.7$ описывается как граница перехода разрушения материала с микроуровня на макроуровень, причем, для различных материалов данная граница перехода различна, в работах Е. А. Наумкина - как момент начала страгивания магистральной трещины.

Таким образом, результаты данной работы показывают, что потенциально опасные зоны разрушения характеризуются наименьшими значениями твердости. Данный факт дает возможность на практике заблаговременно определять очаг разрушения.

Нисходящий характер изменения механических характеристик говорит о склонности материала GT-90 к разупрочнению в процессе усталостного разрушения. Установлено, что закономерности изменения предела текучести, твердости, ударной вязкости материала ГНКТ, в условиях малоциклового усталости имеют общие характерные особенности, которые объясняют поэтапный процесс разрушения материала:

1) инкубационный, сопровождающийся увеличением плотности дислокаций;

2) этап локального накопления повреждений в пределах отдельных зерен;

3) момент смены механизма адаптации материала к внешним воздействиям характеризуется экстремумом при

$N_i/N_p = 0.7$ и переходом процесса разрушения с микроуровня на макроуровень;

4) этап роста магистральной трещины при $N_i/N_p = 0.7 \dots 1$.

Макушкин Д. О. Компоновки стволовых частей противовыбросового оборудования с многофункциональными превенторами / Д. О. Макушкин, С. Н. Пуцаев // Бурение & нефть. - 2015. - № 10. - С. 22-25.

«МФПП является принципиально новой конструкцией плашечного превентора и разработана в результате исследований и расчетов с использованием компьютерного моделирования и метода конечных элементов (МКЭ) в SolidWorks Simulation. Плашки МФПП выполнены составными из двух частей:

- головной (трубной) плашки с установленными на ней верхними и нижними ножами. При смыкании головных плашек, каждая из которых имеет полукольцевую полость, образуется герметичный канал, позволяющий подвешивать и протаскивать БК в пределах межзамкового пространства;
- глухой плашки, позволяющей герметизировать устье в условиях отсутствия БК в скважине.

Оригинальное рядное расположение глухих и головных плашек МФПП позволяет обеспечить компактность, универсальность и надежность стволовых частей ОП, а также повысить технологичность в изготовлении, монтаже, эксплуатации и ремонте. Как показывают предварительные расчеты, улучшение перечисленных показателей позволяет повысить коммерческие скорости проводки скважин.

На графике (рис. 2) представлены зависимости основных геометрических параметров МФПП от условного проходного диаметра ОП по ГОСТ 13862-90, установленные нами путем теоретических расчетов.

Приведенные зависимости позволяют разработать типоразмеры МФПП для всего ряда ОП с гидравлическим приводом в привязке к типовым схемам монтажа по ГОСТ 13862-90.

На практике в большинстве случаев монтаж ОП осуществляется по схемам с двумя плашечными превенторами – без

использования в его составе срезных превенторов. В связи с этим рассмотрим варианты компоновок стволовых частей ОП с серийными плашечными превенторами и новыми МФПП.

Известны 4 варианта компоновки (рис. 3): в первом превентор с трубными плашками находится под превентором с глухими плашками, во втором - наоборот, над ним; третий и четвертый варианты отличаются установкой крестовины между превенторами. Однако для всех четырех вариантов имеется особенность - обязательное наличие устьевого крестовины непосредственно под нижним ПП.

Компоновки с многофункциональными плашечными превенторами повышают надежность компоновки стволовой части противовыбросового оборудования как системы.

Каждая из компоновок имеет свои достоинства и недостатки, поэтому, в зависимости от степени изученности района проведения буровых работ и горногеологических условий, любая из представленных компоновок может в большей мере соответствовать плану выполнения работ. В специальной литературе подробно рассмотрены технологические возможности и ограничения функционирования ОП, блоки из двух плашечных превенторов которых скомпонованы по указанным вариантам, и даются конкретные рекомендации. Рекомендации касаются перекомпоновки и замены плашек, спуско-подъемных операций

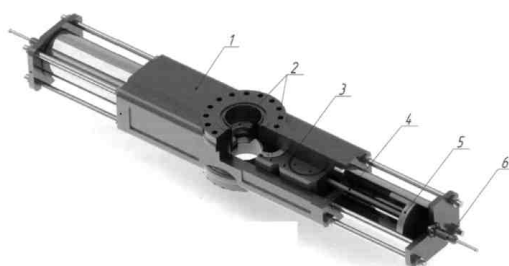


Рис. 1. Общий вид МФПП 4об. 280x70

1 - корпус; 2 - головная (трубная) плашка; 3 - глухая плашка; 4 - шток; 5 - поршень; 6 - механизм фиксации плашек

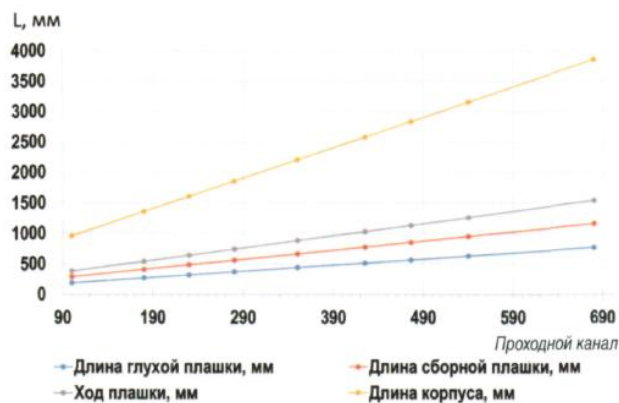


Рис. 2. График зависимостей геометрических параметров МФПП от условного проходного диаметра ОП

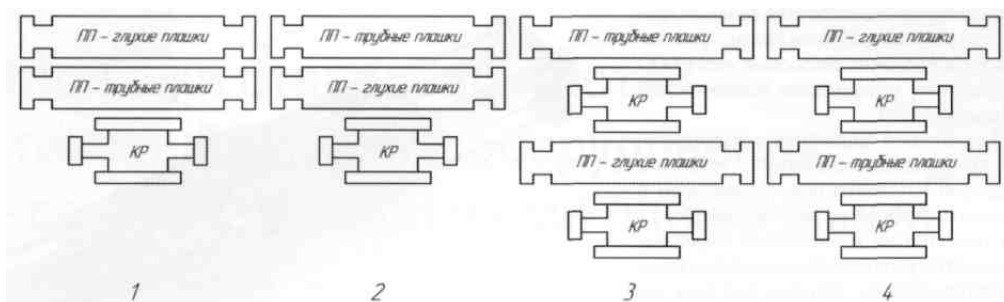


Рис. 3. Варианты компоновок ОП с двумя серийными ПП /7/7 - плашечный превентор; КР - устьевая крестовина

(СПО) под давлением, использования линий глушения и дросселирования, восстановления циркуляции, проведения ремонтных работ и т. д.

Компоновки с использованием МФПП представлены на рис. 4 в вариантах «А» и «Б».

Компоновки превенторов с МФПП по варианту «А» имеют ряд технологических ограничений в связи с отсутствием возможности:

- замены плашек в условиях загерметизированного устья;
- проведения ремонтных работ, связанных с устранением негерметичности устьевой крестовины;
- осуществления циркуляции в условиях загерметизированного устья по типу «плашки глухие»;

- проведения СПО для БК под давлением путем перехватывания замкового соединения по типу шлюза.

Приведенные ограничения позволяют использовать вариант «А» только в достаточно изученных горно-геологических условиях, где накопленный опыт позволяет своевременно оптимизировать параметры бурового раствора для исключения появления нежелательного притока пластовых флюидов в скважину или поглощений».

Насосно-компрессорные трубы с резьбой F-3,2 в капитальном ремонте скважин / Е. М. Курнев, В. В. Дроздов, А. А. Гребеньков, В. С. Жаренников // Бурение & нефть. - 2015. - № 10. - С. 48-50.

«В последние годы ОАО «Сургутнефтегаз» широко применяет трубы с треугольной резьбой F-3,2, шаг которой равен 3,175 мм.

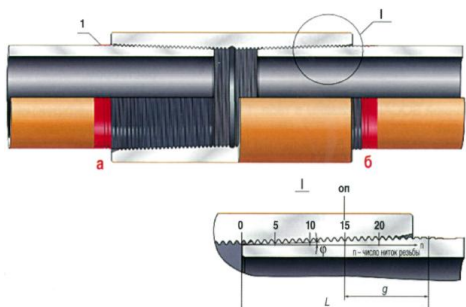


Рис. 1. Резьбовое соединение трубы НКФ

1 - коническая зарезьбовая проточка; а - при машинном свинчивании; б - при ручном свинчивании; ОП - основная плоскость.

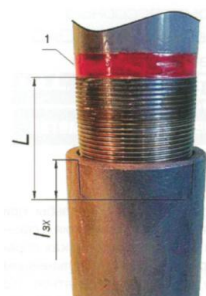


Рис. 2. Свободный заход 1,3х ниппеля резьбы F-3,2 в муфту

7 - коническая резьбовая проточка

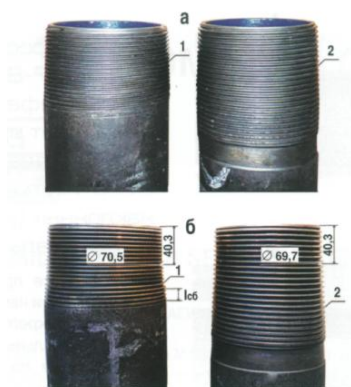


Рис. 3. Состояние резьб до (а) и после(б)испытания на разрыв

1 - резьба НКТ- 73 с шагом 2,54 мм по ГОСТ 633; 2 - резьба типа F-3,2 на НКФ-73

Новые насосно-компрессорные трубы НКФ-83 с резьбой F-3,2 ОАО «Сургутнефтегаз» в основном применяет при гидравлическом разрыве пластов (ГРП) в вертикальных (угол $\alpha = 0^\circ$), наклонных (угол α до 35°) и горизонтальных скважинах.

В процессе приработки треугольной резьбы при эксплуатации и неоднократного развинчивания и свинчивания с докреплением в сопрягаемых нитках образуются радиальные зазоры, которые при дальнейшем завинчивании по конусу могли бы устраняться. Но первые заходные нитки резьбы муфты по ГОСТ 633 при довинчивании «упираются» на участке 1сб в неполные, сбегающие под углом 15° нитки резьбы ниппеля, и повреждаются. Затем эти деформированные нитки муфты повреждают нормальные нитки на других ниппелях. Происходит взаимный ускоренный износ стандартной треугольной резьбы.

Резьбы F-3,2 не имеют этого недостатка. По мере износа ниток или радиальной деформации конца (на сжатие) ниппель резьбы F-3,2 может свободно ввинчиваться в муфту на 2 - 3 оборота, т. к. впадины ниток резьбы ниппеля от торца трубы и до середины конической проточки нарезаны строго по прямой без какого-либо отвода под углом.

Новые насосно-компрессорные трубы НКФ-89 с резьбой F-3,2 ОАО «Сургутнефтегаз», в основном, применяет при гидравлическом разрыве пластов (ГРП) в вертикальных (угол ос=0°), наклонных (угол α до 35°) и горизонтальных скважинах.

Ежегодно ОАО «Сургутнефтегаз» выполняет свыше 2500 операций ГРП на Быстринском, Федоровском, Западно-Сургутском, Яун-Лорском, Восточно-Еловом, Савуйском, Русскинском и других месторождениях. Глубина гидроразрыва пластов колеблется от 2200 до 3300 м, средняя глубина ГРП -2600 м. Средняя масса закачиваемого в пласт пропанта составляет 50 т, максимальная - 420 т. Давление разрыва пластов колеблется от 25 до 85 МПа. Одним комплектом труб с резьбой типа F-3,2 выполняется до 25 операций ГРП. Состояние резьбы F-3,2 в это время удовлетворительное, но из-за опасности разрыва по телу трубы, на поверхности которой появляются риски от сухарей ключей и плашек слайдеров, комплект труб переводится на другое назначение. По состоянию на 1 января 2015 г. разрушений резьбы F-3,2 не зафиксировано. Также не выявлен эрозионный износ внутренней поверхности НКТ потоком жидкости гидроразрыва.

Насосно-компрессорные трубы размером 73x5,5 мм эксплуатировались, в основном, с азотированной резьбой F-3,2 на месторождениях Оренбуржья при текущем и капитальном ремонте скважин. Работы выполнялись в скважинах на глубине от 2500 до 3700 м. После 160 операций в скважинах кинематические параметры ниток азотированной резьбы F-3,2 практически не изменились».

Хузина Л. Б. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа бурильной колонны / Л. Б. Хузина, А. Ф. Шайхутдинова // Упр. качеством в нефтегазовом комплексе. - 2015. - № 2. - С. 52-55.

«Среди задач, стоящих перед нефтегазовыми сервисными компаниями, осуществляющими эксплуатационное бурение,

актуальной является сохранение конкурентоспособности на российском рынке нефтесервисных услуг, которое невозможно без качественного строительства скважин. В связи с этим, повышение качества строительства скважин является одним из наиболее приоритетных направлений деятельности нефтесервисных буровых компаний.

В последние годы нефтяные компании стремительно увеличивают долю строительства горизонтальных скважин, и это во многом вызвано объективными причинами. Так, по данным компании ОАО «Татнефть» в 2014 году пробурена 91 горизонтальная скважина, в то время как в 2013 году - 60.

Именно поэтому необходимо учитывать особенности их бурения, в частности, недостаточную нагрузку на долото. Следствием недоведения нагрузки до долота являются такие негативные последствия, как преждевременный износ долот, снижение скорости бурения, прихваты и т.д. Для уменьшения этих негативных последствий и повышения качества строительства скважин с горизонтальным окончанием применяются различные технические устройства, смазочные добавки, компоновки с усилением нагрузки на долото и т. д.

Однако, на сегодняшний день слабо представлены компоновки низа бурильных колонн (КНБК) с применением современного породоразрушающего инструмента типа PDC (Polycrystalline Diamond Cutter). Известно, что стоимость 1 м проходки скважины связана с механической скоростью, преобладающее влияние на которую оказывает ресурс долота. В последние годы долота с поли-кристаллическими алмазотвердосплавными резцами стремительно завоевывают популярность, увеличивая проходку на долото, механические скорости бурения, сокращая время на спуско-подъемные операции и вытесняя тем самым долота шарошечного типа. PDC-долота получили широкое применение в Западной Сибири, месторождения которой сложены мягкими и мягкими с включениями средних по твердости пород. Также неплохо зарекомендовали себя долота PDC и в Республике Татарстан.

В связи с этим, становятся актуальными разработки новых типов КНБК с включением долот PDC, так как рациональный подбор породоразрушающего инструмента совместно с необходимым забойным двигателем способен обеспечить значительную экономию капитальных затрат и качественное строительство скважин без аварий и осложнений».



Довідкове видання

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 4

Українською мовою

Редагування

Л. А. Жолобка

Комп'ютерний набір

Л. М. Локотюк

Комп'ютерна верстка

Л. З. Костюк

Відповідальна за випуск

Я. А. Пилип

