

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



Нафтогазові технології

Дайджест



2015

УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Губкинскому университету 85 лет!



№ 1

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ

БУРЕНИЕ & НЕФТЬ

ISSN 2072-4789



С юбилеем Великой Победы!

04 2014

Coiled tubing times

ВРЕМЯ КОИЛИНГА ВНЕШНЕГО РТУ

сентябрь 2012 года / Ноябрь 2012 года

4 (050), Декабрь / December 2014

www.ctimes.org

12-й международный научно-практический конгресс «Инновационные технологии при бурении скважин»

12th International Scientific and Practical Congress «Innovative Technologies in Well Drilling»

МНОГОЭТАПНОЕ ЗАКРИВАНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН С КОИЛИНГАМИ «ЭКОМЕРКЕ»

Опыт применения коилинговых технологий на месторождении «Австралия»

Технология создания сети геопоромонолитных каналов фильтрации

TECHNOLOGY FOR CREATING A NETWORK OF DEEP BED FERTILIZATION PETROLEUM CHANNELS

ПРОГРЕССИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В БОО-ПЕТРОЛИИ

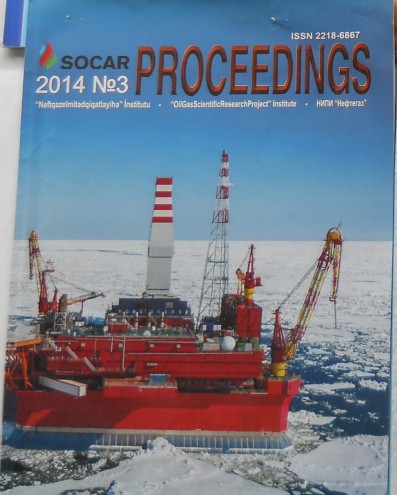
ADVANCED TECHNOLOGIES OF VETEROIL, LLC

ISSN 2218-6867

SOCAR PROCEEDINGS

2014 №3

"Neftegazimittidodiqatlayiha" Institute • "OilGasScientificResearchProject" Institute • НИТИ "Нефтегаз"



ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ



5/2014

НЕФТЬ И ГАЗ

Нафтогазова галузь України

6/2014



Oil & gas industry of Ukraine

Дослідження механічної здатності магістральних трубопроводів за складних умов

Рівень осадження миття побутовими річчовими газами

Вплив фізико-хімічних показників газу на ефективність роботи газових приладів

Міністерство освіти і науки України

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

Науково-технічна бібліотека



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 3

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. 3 / [уклад.
Л. М. Локотош ; ред. Л. А. Жолобко]. – Івано-Франківськ :
НТБ ІФНТУНГ. – 2015. – 66 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних видань «Время колтюбинга», «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>17</i>
<i>3 Практика застосування.....</i>	<i>38</i>
<i>4 Обладнання та інструменти.....</i>	<i>53</i>

Передмова

Нафтогазовий комплекс країни як визначальна складова енергетичної галузі є основою економічного добробуту не тільки промисловості зокрема, а і країни в цілому.

Враховуючи надзвичайну складність шляху проходження нафти і газу від родовища до споживачів, весь технологічний цикл операцій розділено на ряд процесів, кожен з яких формує свій відносно самостійний сегмент нафтогазової галузі України.

Використання сучасних технологій на всіх етапах промислового освоєння родовищ нафти і газу забезпечує можливість управління різними процесами, контроль і визначення оптимальних технологічних режимів їх експлуатації. Впровадження багаторівневого управління розробкою родовищ із урахуванням їх гідродинамічних особливостей мінімізує непродуктивні витрати на кожному етапі, забезпечуючи оптимальні рівні видобутку вуглеводнів і рентабельності інвестиційних проектів.

Для висвітлення основних технологічних процесів в нафтогазовій галузі необхідно детально розкрити їх складові. Основи буріння нафтових і газових свердловин полягають не тільки в знанні класифікації та будови свердловин, а й розгляді способів буріння, будови бурових установок, бурового обладнання та інструменту.

Складний за структурою та проведенням інженерних операцій комплекс технологічних процесів в нафтогазовій галузі вимагає підготовки висококваліфікованих фахівців з проектування, спорудження і експлуатації об'єктів галузі.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії третій випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений на основі матеріалів 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.

Проекты, возможности та перспективи

Безкорвайный В. П. Архитектура данных управления процессами сооружения МНГС / В. П. Безкорвайный, С. В. Тимошенко, А. С. Овчинников // Упр. качеством в нефтегаз. комплексе. – 2014. – № 4. – С. 26-28.

«С открытием запасов углеводородного сырья на континентальном шельфе возникает задача эффективного обустройства морских нефтегазовых месторождений в суровых условиях российских морей. Период строительства морских нефтегазовых сооружений (МНГС) и систем внутрипромысловых и магистральных трубопроводов — ключевой момент жизненного цикла объекта (PLM), занимающий 70 % и более времени от общего срока реализации проекта и 60 % затрат на капитальное строительство. Такие высокие показатели требуют современных подходов к управлению проектами такого класса и эффективного методического обеспечения, которые помогут руководителям собирать актуальную информацию о строительных процессах для дальнейшего анализа и принятия эффективных технических и экономических решений.

В статье определены направления совершенствования существующей на практике модели управления процессами строительства и контроля на примере сооружения морской нефтегазодобывающей платформы.

Ключевыми проблемами в современном управлении строительством МНГС можно считать:

- ◆ 4- применение устаревших методов, стандартов, регламентов и методик управления строительными процессами;

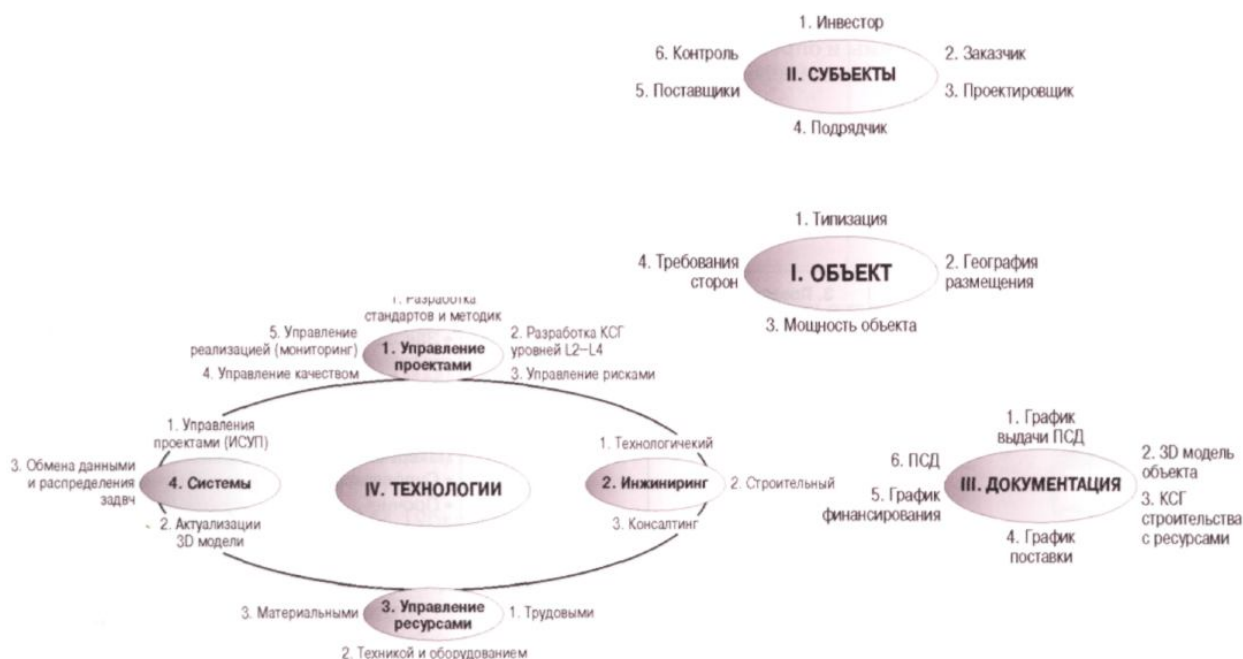
- ◆ малоэффективное использование информационной системы календарно-сетевое планирования и управления ресурсами заказчика и генерального подрядчика;

♦ недостаток квалифицированного персонала в структурах заказчика и генерального подрядчика, способного решать задачи мониторинга, анализа и управления сложными процессами строительства, применяя современные средства реализации информационных технологий;

♦ отсутствие единой цифровой модели объекта (МНГС) у субъектов проекта — заказчика, генподрядчика, проектировщиков и строительных организаций с возможностью ее изменения в условиях реального времени.

Отсюда можно сделать вывод о том, что у участников (субъектов), вовлеченных в сооружение МНГС, отсутствует или нуждается в модернизации комплексная модель управления, включающая технологический, строительный и комплексный инжиниринг.

В статье представлена структура и графическое отображение единого информационного пространства (ЕИП) проекта строительства МНГС. За основу принята комплексная модель реализации проекта, которая описывает проект на всем жизненном цикле. Авторами выделен и детализирован период строительства МНГС. Предлагается следующая структура ЕИП — рис. 1.



Нагорний В. П. Перспективи застосування амплітудно-модульованих хвиль для підвищення дебіту видобувних свердловин / В. П. Нагорний, І. І. Денисюк, В. М. Ліхван // Нафтогаз. галузь України. – 2014. – № 5. – С. 22-26.

«Із літературних джерел відомо, що з метою підвищення нафтогазовіддачі пластів застосовують акустичні методи дії. В основу цих методів покладено принцип дії гармонічної хвилі заданої частоти на середовище привибійної зони пласта (ПЗП). Оскільки енергія гармонічної акустичної хвилі переноситься на одній фіксованій частоті, можливості цього методу обмежені. Окрім того, під час розроблення акустичних методів, що ґрунтуються на застосуванні гармонічних хвиль, не враховують нелінійних та дисипативних властивостей середовища.

Розвитком методу акустичної обробки нафтогазоносних пластів є застосування амплітудно- та частотно-модульованих хвиль, що генеруються акустичними випромінювачами. Після застосування такого підходу значно розширюється частотний спектр акустичної дії. Проте теоретичного обґрунтування методу модульованих хвиль у роботі не приведено.

З метою розробки нових ефективних технологій акустичної дії на пласт проведемо аналітичні дослідження взаємодії акустичних амплітудно-модульованих (АМ) хвиль із нелінійним дисипативним середовищем.

Відомо, що розповсюдження одновимірної плоскої акустичної хвилі в нелінійному дисипативному геосередовищі описується рівнянням Бюргерса:

$$\frac{\partial v}{\partial x} - \frac{\varepsilon}{c^2} v \frac{\partial v}{\partial \tau} = \frac{b}{2c^3 \rho} \frac{\partial^2 v}{\partial \tau^2}, \quad (1)$$

де v - масова (коливальна) швидкість руху; c – швидкість звуку в середовищі; ρ - густина середовища; $\varepsilon = \frac{\gamma+1}{2}$ параметр

нелінійності середовища; $\gamma = \frac{c_p}{c_v}$ - показник адиабати в рівнянні стану середовища; $b = \xi + \frac{4}{3}\eta + \kappa \left(\frac{1}{c_v} - \frac{1}{c_p} \right)$ дисипативний коефіцієнт (ξ, η - об'ємна та зсувна в'язкості, κ - коефіцієнт теплопровідності, c_p, c_v - питомі теплоємності середовища); $\tau = t - \frac{x}{c}$.

У рівняння Бюргерса (1) входять нелінійний $\frac{\varepsilon}{c^2} v \frac{\partial v}{\partial \tau}$ та дисипативний члени. Для оцінки відносної ролі нелінійності та дисипації $\frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v}{\partial \tau^2}$ вводиться акустичне число Рейнольдса

$$Re = \frac{p_m}{b\omega} = \frac{\rho c v_0}{b\omega}, \quad (2)$$

де p_m - максимальний тиск акустичної хвилі, ω - частота. Для синусоїдальної хвилі $u = u_0 \sin \omega t$ справедливо

$$\frac{\text{нелінійність}}{\text{дисипація}} = \frac{\frac{\varepsilon}{c^2} v \frac{\partial v}{\partial \tau}}{\frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v}{\partial \tau^2}} \sim \frac{\frac{\varepsilon}{c^2} v_0^2 \omega}{\frac{b}{2\rho c^3} v_0 \omega^2} = \frac{2\varepsilon v_0 \rho c}{b\omega} = 2\varepsilon Re. \quad (3)$$

Не розв'язуючи рівняння Бюргерса, можна на основі (3) проаналізувати відносну роль дисипації та нелінійності в еволюції профілю хвилі.

Якщо $Re \ll 1$, тоді все визначається дисипацією (вона дуже велика), нелінійні спотворення малі і можна користуватися лінійним рівнянням, отриманим із (1)».

* * *

«Застосування амплітудно-модульованих хвиль для обробки нелінійних дисипативних геосередовищ допомагає досягти перерозподілу енергії вихідного збурення не тільки за частотами, а також за інтенсивністю залежно від числа Рейнольдса Re .

Якщо амплітудно-модульовані сигнали використовувати для обробки нелінійних дисипативних геосередовищ, необхідно враховувати параметр в'язкості b середовища. У разі великої дисипації (коли в'язкість суттєво переважає нелінійність) і при значеннях числа $Re \ll 1$ інтенсивність акустичної хвилі на боковій частоті $2\omega + \Omega$ більша, ніж на частоті Q . в області до відстані x , що визначається параметрами середовища та АМ-хвилі. При цьому відбувається зміщення спектрального

максимуму процесу акустичної обробки в область високих частот. Після відстані x інтенсивність хвилі на частоті Q перевищує інтенсивність хвилі на частоті $2\omega + \Omega$, і відбувається зміщення спектрального максимуму процесу акустичної обробки в область низьких частот.

При $Re \gg 1$ (коли переважають нелінійні властивості середовища) в області відстаней x (до формування ударної хвилі) амплітуда хвилі на боковій частоті $2\omega + \Omega$ більша від амплітуди хвилі на частоті Ω , і спектральний максимум процесу акустичної обробки зміщується в область високих частот.

Від числа Рейнольдса Re залежить довжина відрізка x формування ударної хвилі в нелінійному середовищі за малої дисипації. Зі збільшенням числа Re відстань z зростає.

Ефективність дії АМ-хвиль залежить від вибору несучої Ω і моделюючої Ω частот, значення яких необхідно визначати відповідно до резонансних характеристик структурних елементів геосередовища (резонансних частот коливань зерен та блоків пласта).

Під час акустичної обробки нафтогазових середовищ вибір параметрів обробки повинен враховувати вплив високих та низьких складових спектра коливань АМ-сигналу на параметри флюїду з метою підвищення його рухливості в пласті.

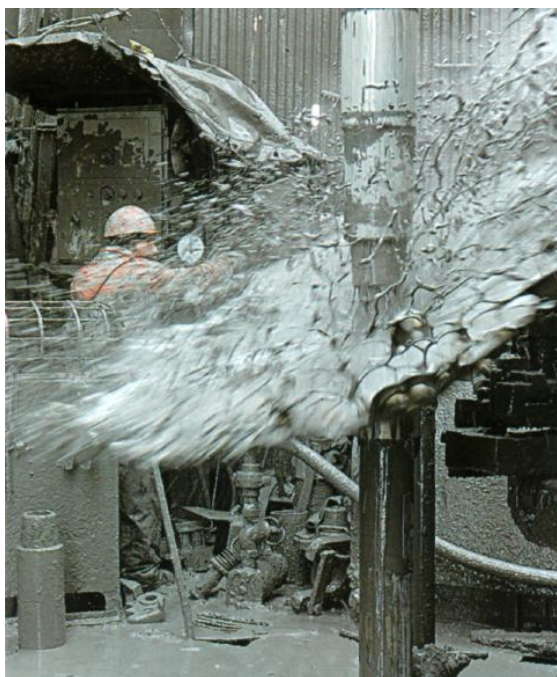
Отримані результати аналітичних досліджень можуть бути використані у ході розроблення перспективних технологій хвильової обробки продуктивних пластів із метою підвищення дебіту нафтогазовидобувних свердловин».

Ращенко Т. Ю. Инновационные технологии при креплении скважин / Т. Ю. Ращенко, В. В. Живаева // Бурение & нефть. – 2015. – № 2. – С. 62-63.

«Полимеры и их сочетания представляются именно тем материалом, который в значительной степени позволяет решить многие проблемы. Современные полимеры позволяют

добиться требуемых прочностных характеристик и снизить степень воздействия на экологический, энергетический и технологический аспекты при изготовлении обсадной колонны. Но у полимерных труб есть и минусы, такие, как меньшая прочность, поэтому было бы разумным использовать химическое и технологическое сочетание полимерных материалов.

Для решения технологических сложностей при креплении скважины предлагается использовать полимерный рукав, состоящий из слоев полимерной ткани. Внутренний, то есть рабочий, слой может быть выполнен из такого материала, как кевлар, что придаст необходимые прочностные характеристики стенке обсадной колонны. Кевлар обладает наиболее подходящими характеристиками - он эластичен, а по прочности



превосходит сталь. Технологические слои можно представить таким полимерным полотном на основе мононитей полиэфиров и незначительного количества токопроводящих элементов в виде металлической проволоки малого сечения. Пространство между слоями заполнится химически инертным материалом, таким, как жидкое стекло, или же специальными тампонажными смесями. Например: спуск такой колонны на

глубину $H=3000$ м будет занимать порядка 2 часов при скорости спуска $V_{\text{сп}}=0,8$ м/с. После спуска производится активация технологического башмака с поинтервальным и последовательным заполнением межслойного пространства химически инертным твердеющим материалом. Все дальнейшие операции цементации не отличаются от стандартных и не требуют модернизации цементировочного оборудования и бурового станка. После завершения цементной заливки и закачки технологического наполнителя ожидание затвердевания происходит под давлением $P_{\text{озц}}=P_{\text{пласт}}+30\text{атм}$.

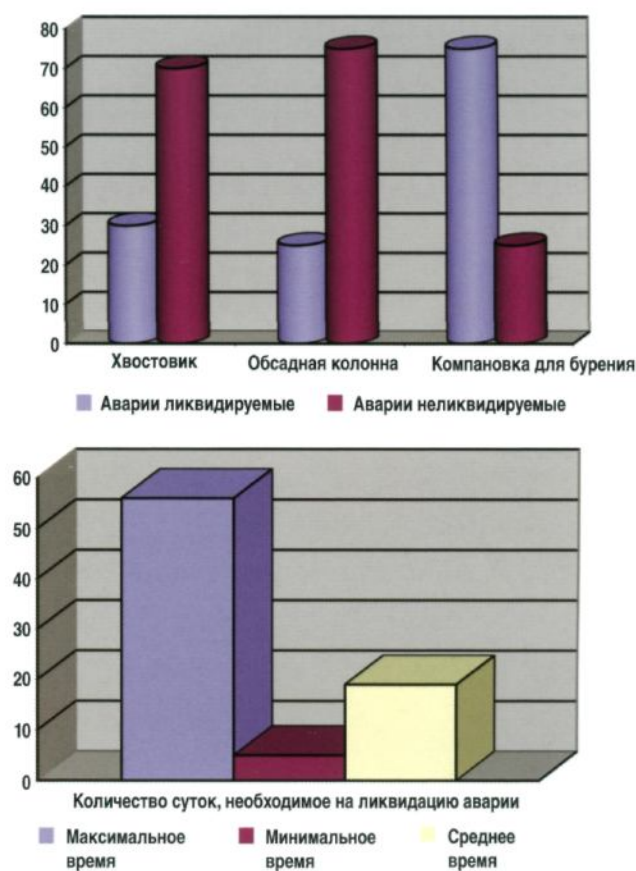


Рис. Процентное соотношение ликвидированных аварий и аварий с потерей ствола скважины».

***Роман Сторожев: відкриття доступу до геологічної ...
[Електронний ресурс]. - Режим доступа:
shalegas.in.ua/roman-storozhev/***

«Які перспективи створення в Україні цифрових баз даних геологічної інформації?»

Робота над створенням таких цифрових баз даних вже розпочата. В жовтні 2014 року на сайті ДП «Геоінформ» створено розділ «Надрокористування: об'єкти для залучення інвестицій», де будь-яка компанія незалежно від свого розташування може знайти інформацію про родовища, які її цікавлять: дані про місце розташування родовища, його площу, корисні копалини, запаси. Даний розділ також містить загальну карту і рекомендації щодо видобутку або необхідності подальшої геологічної розвідки. Для деяких родовищ зроблені розрахунки для обсягів необхідних інвестицій.

Процес публікації інформації онлайн тільки розпочався, але база вже містить інформацію про родовища металічних і неметалічних корисних копалин. Поки що немає даних про вуглеводневі родовища, але це те, що з'явиться в перспективі. Саме вуглеводневі родовища користуються найбільшим інтересом серед інвесторів. Раніше дані зберігалися на паперових носіях, тепер їх необхідно перенести в електронний вигляд. Проект, який реалізується зараз ДП «Геоінформ», розрахований на три роки.

Крім того, на сайті Держгеонадр розпочали розміщувати інформацію про наявні родовища корисних копалин, які поки не розробляються. Інформація по кожній позиції (родовищу) містить дані про вид корисної копалини, назву родовища та географічну прив'язку для корисних копалин державного значення. Думаю, що це початок створення повномасштабної геоінформаційної системи у відповідності до європейських стандартів, яка в перспективі буде надавати можливість потенційному інвестору швидко отримувати відкриту геологічну інформацію про те чи інше родовище, на основі якої приймати рішення про зацікавленість в інвестуванні та прогнозувати ризики.

Які подальші першочергові кроки необхідно здійснити у сфері поводження з геологічною інформацією?

Геологічна інформація – це, перед усім, стратегічний актив держави, ефективне управління яким дозволить залучити інвестиції в галузь надрокористування. Створення електронної бази дозволить спростити процедуру та скоротити терміни доступу до геологічної інформації, а також вирішити питання зберігання баз даних.

Робота інвестора розпочинається із вивчення геологічної інформації про перспективні родовища. Дуже важливо на першому етапі співпраці підготувати науково-інформаційне забезпечення геологічних проектів. Адже повна та доступна геологічна інформація дає можливість надрокористувачам – і державним, і приватним – скласти максимально ефективну інвестиційну програму, план робіт і, якісно виконуючи його, забезпечити максимально можливу ефективну розробку родовищ вуглеводнів. Тому у найближчі рік-два необхідно завершити створення електронної бази геологічних даних, створивши сучасні з точки зору технологій базу даних, яка в майбутньому могла б бути інтегрованою в інвестиційні пропозиції України. Для розвитку газовидобування в Україні та вищої привабливості родовищ для інвесторів необхідно забезпечити доступність геологічної інформації про перспективні вуглеводневі площі на території України. Така робота в напрямку інформаційного забезпечення галузі надрокористування надасть нові можливості для співпраці держави та надрокористувачів».

Техніка і технологія розвитку

Вибір технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів у свердловинах родовищ нафти і газу / О. Г. Драчук, В. П. Гришаненко, Р. В. Тимах [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2014. – № 5. – С. 16-19.

«Досвід розробки родовищ нафти і газу показує, що стабілізацію і можливість збільшення рівнів видобутку, з-поміж іншого, варто пов'язувати з вирішенням проблем експлуатації продуктивних покладів у нестійких (слабозцементованих) колекторах, що часто супроводжуються руйнуванням привибійної зони пласта (ПЗП) із винесенням часток гірської породи на поверхню. Найчастіше нестійкі породи на вітчизняних родовищах представлені слабозцементованими пісковиками.

Проблеми спорудження, закінчування та довготривалої ефективної експлуатації свердловин, що розкрили нестійкі колектори в частині мінімізації негативного впливу технічних чинників, які характеризують особливості кріплення та стану фільтраційної поверхні ПЗП, досить успішно вирішують провідні західні нафтогазовидобувні компанії Weatherford, Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton тощо.

Найпоширеніші технологічні заходи, які застосовують для свердловин, що експлуатують нестійкі колектори, передбачають встановлення фільтрів різної конструкції (запобігають винесенню породи-колектора) або передбачають кріплення нестійкої породи за допомогою різних матеріалів (спеціальних розчинів, смол тощо).

На вітчизняних родовищах вуглеводнів сьогодні найпоширенішим є встановлення механічних свердловинних фільтрів (титано-магнієвих, щілинних, лавсанових, склопластикових на алюмінієвому каркасі, склопластикових тощо). З-поміж фільтрів вітчизняного виробництва можна виділити ФС-1, ФІЛ-1,

ФІЛ-2, К-168-Н, ФСЩ. Гравійні фільтри (ГФ), у тому числі з гравійним набиванням (ГН), застосовують порівняно рідше.

ГФ в Україні широко використовували, зокрема, на Архангельському газовому родовищі (ГР), Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу, на Безіменному ГР (кінець 80-х – початок 90-х рр.) та ін.

Загалом, аналіз технологічних заходів, а також технічних засобів для їх реалізації, які застосовують вітчизняні нафтогазовидобувні підприємства під час спорудження та закінчування свердловин, що експлуатують нестійкі колектори, показує, що вони є недостатньо ефективними.

Це негативно впливає на експлуатацію свердловинного обладнання під час видобування вуглеводнів і, як наслідок, призводить до зниження продуктивності свердловин, зменшення ефективності їх експлуатації, що, натомість, призводить до зменшення загального видобутку та погіршення техніко-економічних показників розробки родовищ вуглеводнів.

Отже, забезпечення ефективного кріплення нестійких колекторів на вітчизняних родовищах вуглеводнів, що дасть змогу запобігти винесенню гірської породи впродовж довготривалого періоду експлуатації свердловин, є актуальною проблемою.

Вибір технологічних заходів і технічних засобів, визначення їх характеристик для свердловин, що експлуатують нестійкі колектори, рекомендується проводити з використанням матриці Тіффіна на основі інформації про гранулометричний склад (фракційний вміст) породи продуктивного пласта. Для цього рекомендується використовувати номограму, побудовану на основі цієї матриці (рис. 1).

Тип фільтра (механічний фільтр або ГФ) необхідно вибирати залежно від умісту в пласті-колекторі глинистих дрібнодисперсних частинок визначеного розміру, що характеризуються коефіцієнтами однорідності (D_{40}/D_{90}) та дисперсності (D_{50}).

Позначення « D » характеризує розподіл розміру часток і являє собою величину шпаруватості фільтра, за якої затримується певний накопичений відсоток часток. Так, наприклад, D_{50} є величиною шпаруватості у одиницях вимірювання довжини, яка дає змогу затримувати понад 50 % часток.

Розміри комірок фільтрувальної поверхні необхідно вибирати залежно від дисперсності та неоднорідності часток, що контактують із нею.

На основі емпіричних залежностей визначено закономірності щодо вибору розмірів комірок фільтрувальної поверхні для різних типів фільтрів, які можна використати під час планування робіт із кріплення нестійких колекторів (табл. 1).

У випадку використання ГФ розмір зерен гравію повинен становити $6 \times D_{50}$, товщина шару ГН - $(5 \dots 10) D_{50}$.

Необхідний комплекс достовірних геологопромислових даних, які можна було б використати для визначення ефективних технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів на родовищах вуглеводнів, у тому числі тих, які розробляють або планують до розробки у Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України», отримано під час пошуково-розвідувального буріння на Будищансько-Чутівській ліцензійній ділянці.

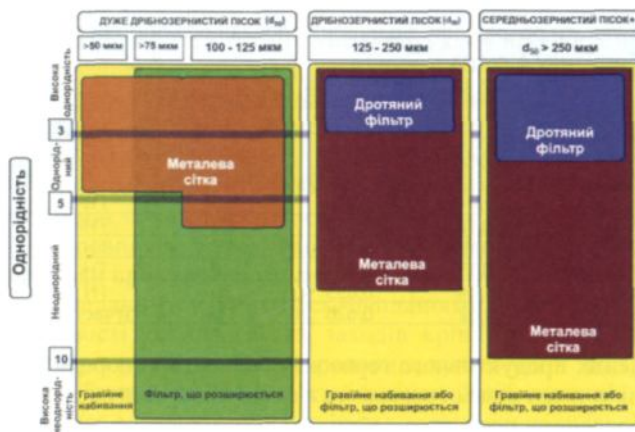


Рис. 1. Схема вибору технологічного рішення щодо кріплення нестійких колекторів

Було проаналізовано геолого-геофізичні матеріали по продуктивних горизонтах у відкладах юрського, тріасового, пермського та верхньокам'яновугільного віку з метою визначення інтервалів із нестійкими колекторами у свердловинах родовищ Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки, пробурених як до 2012 р., так і пізніше, якими під час пошуково-розвідувального буріння було відкрито Руновщинське ГР (св. 100) та Східно-Руновщинське ГР (св. 101). Визначено, що нестійкі породи-колектори зосереджені переважно у відкладах юри та тріасу.

Нестійкі породи-колектори помітні у керні, відібраному зі св. 100 Руновщинського ГР із відкладів юрського віку (інтервали відбору 469-473 та 473-475 м, керн представлений дрібними уламками завбільшки 1-6 см, дрібнозернистим кварцовим піском) та з відкладів тріасу (інтервал відбору 514-540 м, керн представлений дрібно- та середньозернистими пісковиками з низьким ступенем цементації, спостерігається безцементне зчленування зерен)».

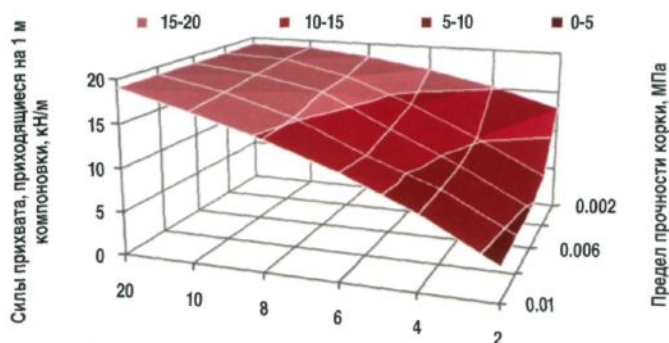
Гержберг Ю. М. Сравнительная оценка результатов применения основных мероприятий по предупреждению прилипания компоновки низа буровой колонны / Ю. М. Гержберг // Бурение & нефть. – 2015. – № 2. – С. 58-61.

«В процессе работы с буровой колонной в скважине корка подвергается различным воздействиям, изменяющим ее параметры. При бурении происходят некоторое увеличение перепада давления в скважине из-за гидравлических потерь в затрубном пространстве и фильтрации раствора, но и разрушение корки восходящим потоком раствора и буровой колонной. При вращении колонны в корку втирается шлам, который удерживается от размыва лучше, чем ее коллоидные фракции. Наибольшей толщины корка может достигнуть во время перерыва в бурении, когда происходит только филь-

трация раствора, поэтому вероятность прихвата при спуске буровой колонны в перерывах при остановке движения и промывки выше, чем при других действиях с ней.

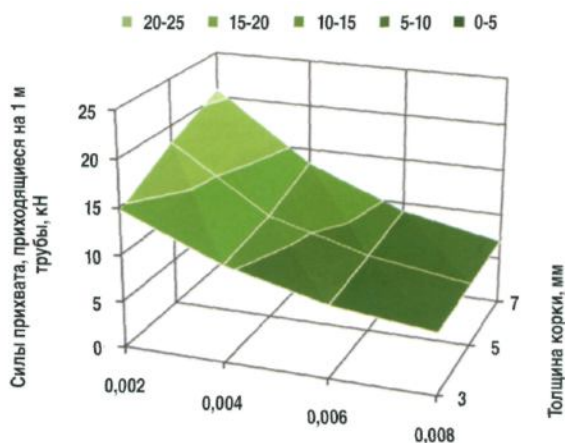
Понятие «средняя толщина» корки является условным, так как из-за неровности рельефа стенки скважины ее толщина изменяется как вдоль скважины, так и по окружности стенки. Тем не менее параметры корки оказывают существенное влияние на процессы, связанные с прихватом. Смазывающие добавки в буровом растворе, в первую очередь на основе жиров и парафинов, оказывают влияние на коэффициент механического трения и на взаимодействие с металлом на молекулярном уровне. При этом относительное снижение коэффициента трения $K_{тр}$ в самом растворе и на корке различается (он определяется различными методами), что в значительной мере обусловлено наличием в корке твердых частиц шлама.

Объемной задачей было определение параметров корки (предела текучести, проницаемости, коэффициента трения с учетом наличия в ней шлама, смазывающих компонентов) в широком диапазоне условий.



Зенитный угол скважины, градус

Рис. 1. Зависимость удельной силы прихвата от предела прочности корки и зенитного угла скважины



Предел прочности глинистой корки, МПа

Рис. 2. Зависимость удельной силы прихвата от предела прочности и толщины корки

В растворе из бентонитовой глины плотностью 1080 кг при добавке в раствор 1 %-ого смазывающего материала BAU DF Lube на основе жиров K_T составил около 75 % от трения без добавки, при 2 % BAU DF Lube - 61 %. Коэффициент трения по корке с 20 % молотого известняка составил 81 % и 72 % от $K_{тр}$ без добавки при 1 и 2 % BAU DF Lube в растворе соответственно. Для корки с супесью снижение $K_{тр}$ составило, соответственно, 85 и 74 %. Уровни снижения трения между раствором и металлом, между металлом и коркой из этого раствора различны, и это различие определяется видом и количеством шлама в корке. Наличие шлама в корке снижает эффективность смазки на 16 – 22 %.

Представляет интерес зависимость удельной силы прихвата на 1 м прилегающей к стенке скважины трубы (без учета гравитационной составляющей веса) от таких параметров корки, как ее толщина, предел прочности при разном зенитном угле. В приведенных графиках показаны данные для перепада давления 3 МПа. На рис. 1 представлена диаграмма зависимости удельной силы от предела прочности корки и зенитного угла для труб диаметром 203 мм в стволе диаметром 300 мм при средней толщине корки 5 мм и коэффициенте трения 0,15. На рис. 2 приведена подобная диаграмма зави-

симости удельной силы от толщины корки и предела прочности при зенитном угле 20 градусов для такой же трубы и скважины. В этих и последующих диаграммах расчет производился для прямолинейного ствола. Кривизна оси ствола для компоновки имеет влияние на радиальные силы только при очень большой ее величине.

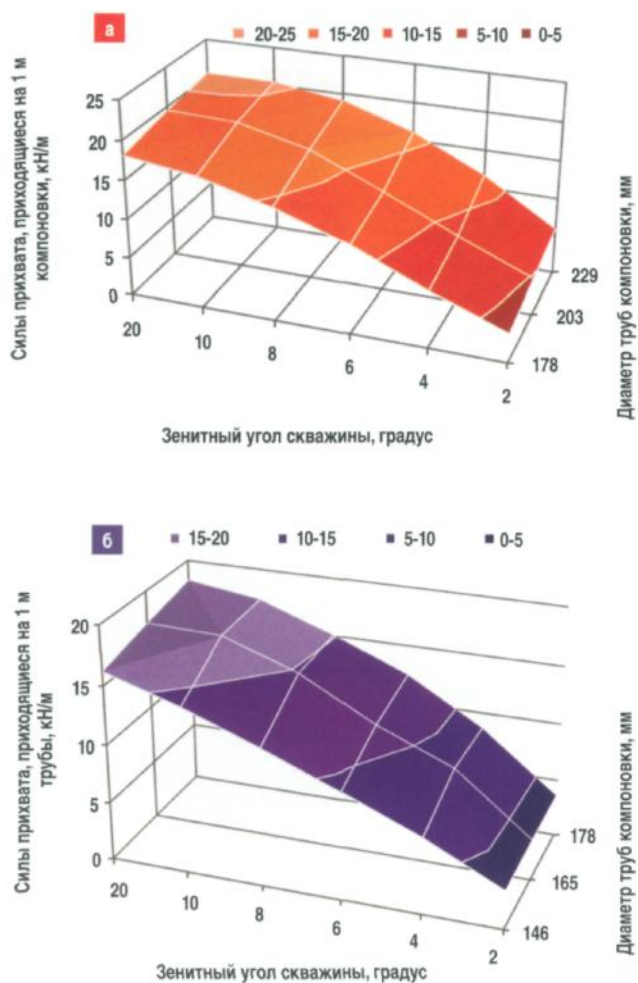


Рис. 3. Зависимость удельной силы прихвата от зенитного угла и диаметра скважины, где коэффициент трения 0,15, предел прочности корки 0,006 МПа и ее толщина 5 мм
а - диаметр ствола 300 мм; б - диаметр ствола 218 мм».

Евтюхин А. В. Технология электровоздействия на призабойную зону скважины: теория и практика / А. В. Евтюхин, В. В. Кадет // Упр. качеством в нефтегаз. комплексе. – 2014. – № 3. – С. 33-35.

«В последнее время широкое распространение получил один из третичных методов увеличения нефтеотдачи пласта — электровоздействие на призабойную зону и продуктивный пласт (ЭВ).

Этот метод эффективно применяется на многих месторождениях России, ближнего и дальнего зарубежья. Относительная простота применения, отсутствие вредного влияния на скважинное оборудование и добываемую нефть, безопасность для технического персонала и окружающей среды делают технологию всё более привлекательной для многих нефтедобывающих организаций. Этому способствует и увеличение доли месторождений четвёртого, заключительного периода разработки, и существующие недостатки традиционных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Технология основана на эффектах изменения структуры пустотного пространства микронеоднородной среды и пространственных структур фильтрационных потоков в результате пропускания через продуктивный пласт импульсов электрического тока. Локализация плотности тока в тонких капиллярах, лимитирующая скорость фильтрации в среде, дает возможность (за счет микровзрыва) увеличивать поперечное сечение капилляров, а тем самым и проницаемость в призабойной части.

Большинство пород-коллекторов состоит из прочного скелета и значительно менее прочной компоненты — электропроводящего цемента (глины, биотита и т. д.), заполняющего в основном тонкие капилляры в среде. При пропускании через насыщенную пористую среду электрического тока ее неоднородность ведет к резкой локализации плотности энер-

говывыделения именно в тонких капиллярах, лимитирующих скорость фильтрации жидкости в среде, что, в свою очередь, приводит к повышению в них температуры и градиентов температуры по сравнению со средними в среде. Поскольку фильтрация в цементе очень незначительна (или отсутствует), уменьшение температуры в нем возможно, в основном, за счет теплопроводностных свойств скелета среды, жидкости и цемента. При достижении некоторых пороговых значений температуры (температурный механизм) или градиента температуры (градиентный механизм) возникающие механические напряжения в цементе, заполняющем узкие капилляры, разрушают его, и он полностью или частично выбрасывается в более крупные пустоты. Это приводит к заметному увеличению электропроводности среды (до нескольких десятков процентов) и существенному увеличению проницаемости (в несколько раз).

Воздействие электрических импульсов на микронеоднородные среды приводит как к обратимым изменениям проводимости среды, так и к необратимым.

К необратимым изменениям проницаемости могут приводить, в частности, такие процессы, как:

- 1) прочистка тонких капилляров за счет воздействия градиентов давления на микроуровне;
- 2) увеличение сечений тонких капилляров путем повышения в них давления за счет нагрева жидкости;
- 3) увеличение сечений тонких капилляров за счет растворения их стенок в результате повышения температуры, а также целого ряда других электрохимических процессов;
- 4) механическое разрушение среды (образование микротрещин).

Необратимые изменения проницаемости среды связаны с увеличением проницаемости в результате локализации энерговыделения в тонких микрокапиллярах. Это происходит из-за того, что среда является микронеоднородной и микрокапи-

ляры сильно различаются по размерам. Например, при пропуске тока через последовательно соединенные капилляры, радиусы которых r_1 и r_2 , отношение плотностей тока в них пропорционально $(r_2/r_1)^2$, а отношение плотностей энерговыделения $\sim (r_2/r_1)^4$. Для неоднородных сред, например, горных пород, отношение (r_2/r_1) может составлять величину 10^3 и более, что показывает, насколько может быть велика степень неоднородности плотности энерговыделения в среде. Высокая плотность энерговыделения в тонких капиллярах может приводить к изменению их собственной проводимости. Конкретные механизмы, вызывающие такие изменения, могут быть весьма разнообразными: повышение давления в капилляре, возникновение градиентов давления на микроуровне и т. д. В результате в таких микрокапиллярах происходят «микровзрывы», приводящие к увеличению их проводимости, и, соответственно, проницаемости среды.

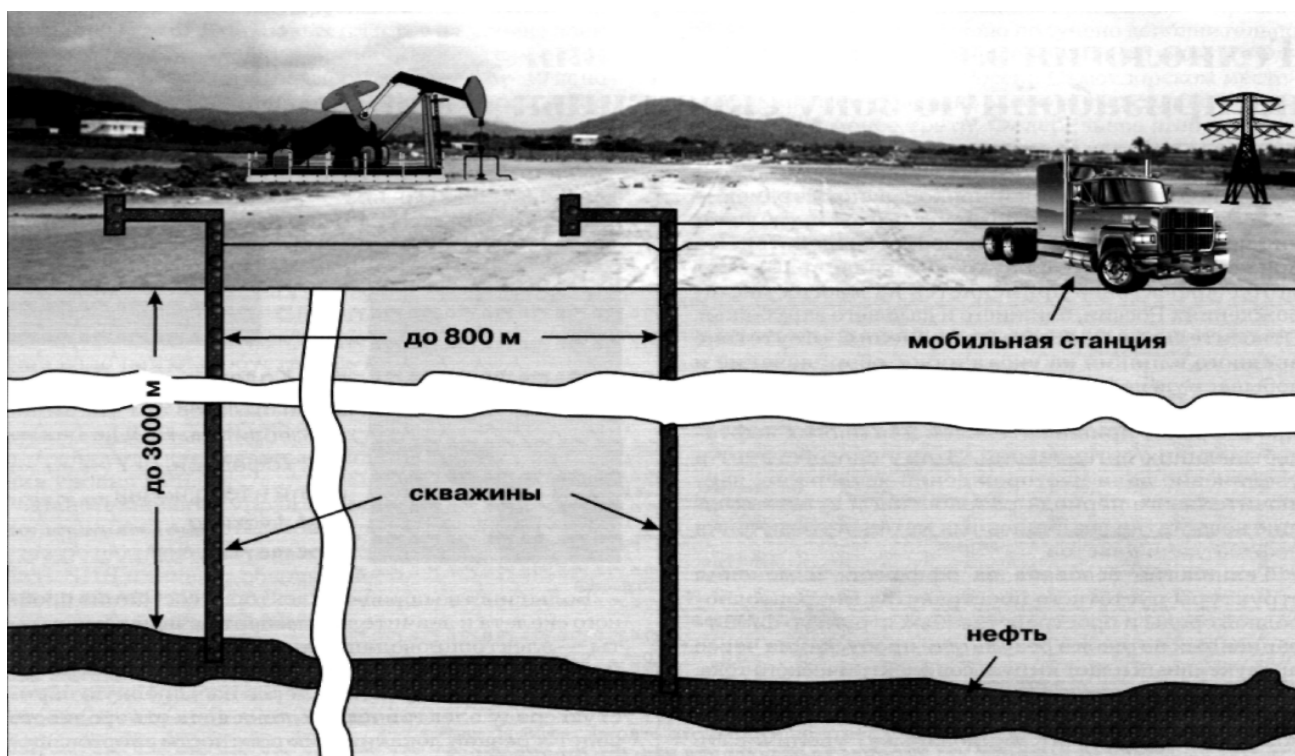


Схема проведения электровоздействия

Неоднородность энерговыделения приводит также к тому, что для повышения проницаемости среды нет необходимости прогревать всю жидкость, содержащуюся в порах. Достаточно нагреть жидкость лишь в тонких капиллярах, лимитирующих фильтрационные свойства среды. Поэтому энергозатраты на повышение проницаемости среды оказываются очень незначительными по сравнению с энергией, которую необходимо было бы затратить на нагрев жидкости во всем поровом пространстве».

Селиванов Е. В. Бурить в сверхглубоких морях станет значительно проще / Е. В. Селиванов // Упр. качеством в нефтегаз. комплексе. – 2014. – № 3. – С. 62-64.

«Мировая практика показывает, что примерно каждые 20 лет перед промышленностью возникает тяжелый вызов: пробурить скважину, которая просто не может быть пробурена с использованием действующих технологий. XXI век, как оказалось, не стал исключением. Так, наиболее экологически ущербным является бурение начального интервала скважины без водоотделяющей колонны с удалением отработанной промывочной жидкости, загрязненной буровым шламом, в морскую среду. Прорывной в обеспечении экологической безопасности бурения морских скважин стала технология Riserless Mud Recovery (RMR), обеспечивающая замкнутую циркуляцию промывочной жидкости. Ее суть заключается в том, что устье скважины оборудуется специальным устройством 1, из которого восходящий поток промывочной жидкости насосом 2 по гибкому трубопроводу 3 подается в циркуляционную систему 4 буровой установки (рис. 1).

По мере продвижения буровых работ в глубоководные акватории (глубина свыше 3000 м) возникла еще более сложная проблема — маленькая разница между давлениями поровым и гидроразрыва (рабочее окно давлений). Снижение тех-

нологического риска традиционно достигается путем увеличения количества обсадных колонн, то есть усложнения конструкции скважины и, соответственно, более мощного и тяжелого оборудования. При этом для контроля забойного давления в интервале от поверхности моря до забоя скважины используется промывочная жидкость определенной плотности — «бурение с одним градиентом». Проблема узкого рабочего окна давлений решается технологией бурения с двойным градиентом (Dual Gradient Drilling — DGD).

Суть технологии заключается в обеспечении такого же забойного давления, которое возникает при «бурении с одним градиентом». Это достигается тем, что, в отличие от традиционного бурения, водоотделяющая колонна (райзер) заполнена морской водой, а в скважине циркулирует утяжеленная промывочная жидкость. Тем самым, кривая гидростатического давления промывочной жидкости лучше вписывается в профиль рабочего окна, что позволяет бурить дольше, не устанавливая обсадную колонну (рис. 2)

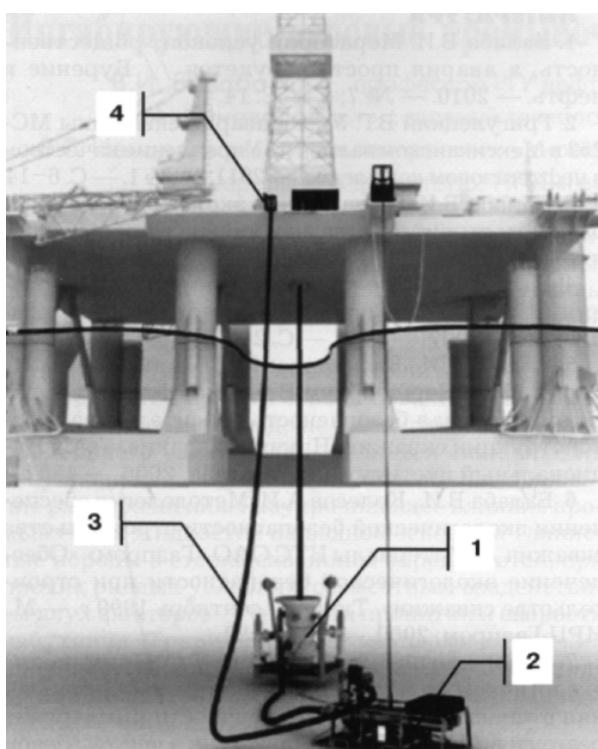


Рис. 1. Принципиальная схема RMR-технологии

Первый градиент давления создается промывочной жидкостью, идущей от забоя скважины до морского дна, а второй — жидкостью с плотностью, меньшей либо эквивалентной плотности морской воды, идущей от морского дна до поверхности моря. Гидростатический напор промывочной жидкости в скважине и морской воды в райзере обеспечивают такие условия для бурения, как будто буровая платформа находится на дне моря — давление на забое в обоих случаях (рис. 2) одинаковое. Это достигается большей плотностью промывочной жидкости в скважине с двойным градиентом, что позволяет увеличить разницу между поровым давлением и давлением гидроразрыва пород и, соответственно, глубже устанавливать обсадные колонны. Таким образом, требуется меньшее количество обсадных колонн и более простая конфигурация оборудования устья».

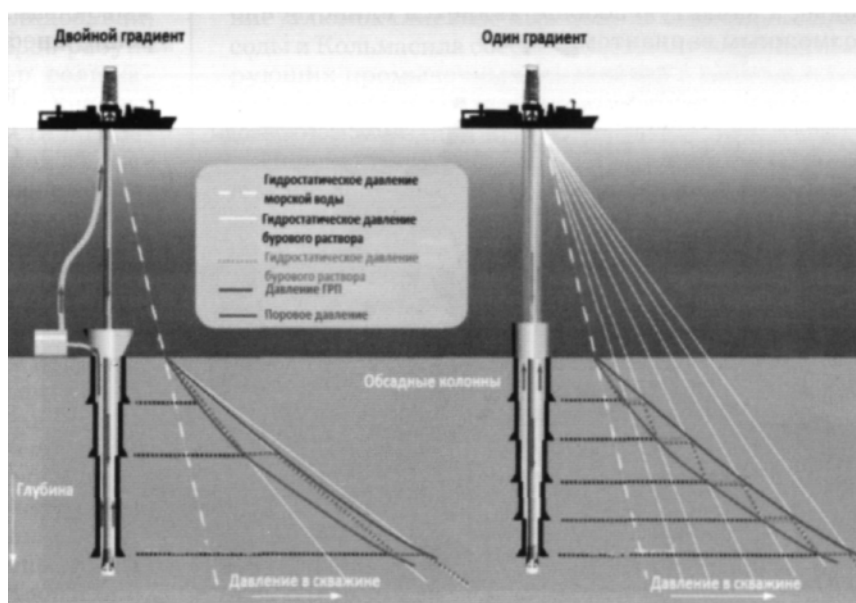


Рис. 2. Сравнение графиков распределения давлений

Строительство скважин многофункционального назначения - путь возмещения затрат на их бурение / Ю. С. Кузнецов, А. Ф. Аржанов, В. В. Ипполитов [и др.] // Бурение & нефть. – 2015. – № 2. – С. 36-37.

«Следует отметить, что проблема заканчивания скважин открытым забоем имеет достаточно давнюю историю и всегда привлекала внимание технологов как наиболее перспективная, с точки зрения совершенства вскрытия продуктивных горизонтов. Но отсутствие уверенности в долговременной эксплуатации открытого фильтра таких скважин при наличии суффозии, возможных флюидоперетоков между разнонапорными пластами и отсутствии технологии первичного вскрытия на депрессии или равновесии сдерживали развитие и внедрение подобных способов.

Для реализации таких перспективных технологий необходимо было сначала сформулировать требования к фильтру скважины в различных геолого-технических условиях, выявить причину и основные факторы некачественного первичного вскрытия скважин и разобщения пластов с целью формирования конструкций забоя в различных гидродинамических условиях. Затем решалась проблема обеспечения герметичности заколонного пространства над башмаком эксплуатационной колонны на весь период работы скважины. Это было достаточно трудно, так как не существовало технологий, обеспечивающих борьбу с так называемым зависанием цементного раствора за колонной в период превращения его в камень, контракционными, суффозионными и другими процессами, происходящими в период ОЗЦ.

Для формирования открытого забоя многопластовых залежей в различных геолого-технических условиях строительства скважин необходимо разработать комплекс технологий, учитывающих необходимость изоляции разнонапорных пластов, дренирования пристволенной зоны с последующей изоляцией ее твердеющими растворами и тампонирования

высокопроницаемых водонасыщенных пластов продуктивной толщи.

Для восстановления коллекторских характеристик пласта необходимы технологии, обеспечивающие увеличение поверхности фильтрации и формирование такой формы забоя, которая позволяла бы более успешно применять перспективные методы увеличения добычных возможностей скважины передачей волновой энергии в отдаленные от забоя зоны пласта.

И в настоящее время уровень технологий и технических средств достаточен для решения этой задачи. Следует только обеспечить:

- формирование открытого забоя в различных геолого-технических условиях строительства многофункциональных скважин;

- герметизацию заколонного пространства многофункциональных скважин устранением основной и практически единственной причины заколонных перетоков – гидродинамическую связь проницаемых пластов по открытому стволу бурящейся скважины за счет технологии управляемой кольматации;

- грамотное вторичное вскрытие продуктивных пластов без нарушения их естественной проницаемости;

- освоение скважины без нарушения устойчивости скелета продуктивных пластов.

Филиал ИМАШ им. А. А. Благонравова РАН «Научный центр нелинейной волновой механики и технологии» владеет уникальными технологиями для решения указанных проблем и приглашает к сотрудничеству малые нефтегазодобывающие компании, желающие повысить рентабельность вложенных инвестиций».

Технология создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации / Н. А. Демяненко, С. Д. Клочков, Д. Л. Третьяков, В. С. Семенов // Время колтюбинга. – 2014. – № 4. – С. 52-55.

«Для успешной реализации технологии гидромониторного размыва был разработан комплекс оборудования, который позволяет создавать протяженные каналы фильтрации в скважинах с эксплуатационной колонной из стали группы прочности Р110 и диаметром 139,7 мм, на глубинах до 4000 м. Кроме того, обязательным являлась возможность управления процессом сверления эксплуатационной колонны и получение инструментального подтверждения факта получения отверстий в эксплуатационной колонне.

Схема работы комплекса оборудования для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации следующая:

- В скважину на колонне свинчиваемых труб на заданную глубину спускается сверлящая компоновка и фиксируется с помощью двустороннего механического якоря.
- Выполняются геофизические работы по определению азимутального положения сверла.
- Производится поворот сверла в заданное азимутальное направление для сверления первого отверстия.
- Выполняется сверление первого отверстия в эксплуатационной колонне с регистрацией параметров сверления (отображаются на слайде в виде графика).
- Выполняется отвод сверла в исходное положение.
- Производится поворот на заданный угол и сверление последующих отверстий.
- После сверления необходимого количества отверстий производится совмещение отклоняющего башмака с первым просверленным отверстием.
- В колонну НКТ спускается закрепленный на ГНКТ рукав высокого давления с гидромониторной насадкой, которая входит в отверстие, просверленное в стенке обсадной колонны.

- Насосом с устья скважины к гидромониторной насадке подается под давлением рабочая жидкость и производится формирование канала фильтрации (направление размыва нерегулируемое).

- Насадка выводится из созданного канала в башмак.

- Производится поворот башмака к следующему просверленному отверстию.

- Выполняется размыв последующих каналов.

- При необходимости после формирования системы протяженных каналов фильтрации в одной плоскости вся компоновка с колонной НКТ и якорем перемещается внутри обсадной колонны в пределах продуктивного пласта и устанавливается на другой заданной глубине для формирования второго уровня сети каналов фильтрации.

Сверление отверстий в эксплуатационной колонне, а также поворот и перемещение компоновки управляется оператором с устья скважины. Связь с внутрискважинной компоновкой осуществляется посредством геофизического кабеля, спускаемого снаружи колонны свинчиваемых труб.

Блок управления внутрискважинной компоновки позволяет регистрировать в режиме реального времени и записывать на жесткий диск.

- температуру в зоне блока электроники;

- величину выдвигания сверла;

- ток потребления двигателей привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки. Управлять с рабочего места оператора:

- подводом/отводом сверла;

- допустимой нагрузкой на сверло;

- направлением сверления;

- включением/выключением двигателей привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

Разработанный комплекс для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации состоит из:

- установки для струйного вскрытия пласта СВП1;
- комплекта внутрискважинного оборудования;
- желоба направляющего;



Рисунок 1 - Установка для струйного вскрытия пласта СВП1

Figure 1 -Jetformation drilling unit SVP1



Рисунок 2 - Внутрискважинная компоновка Figure 2 - Downhole assembly

- комплекта противовыбросового оборудования;
- комплекта ЗИП.

Установка СВП1 (рис. 1) предназначена для доставки компоновки гидромониторного размыва к отклоняющему башмаку внутрискважинной компоновки и обеспечения закачки по ГНКТ рабочей жидкости (в том числе и кислотных составов).

Внутрискважинная компоновка (рис. 2) спускается на НКТ и предназначена для выполнения отверстия в эксплуатационной колонне и направления гидромониторной насадки в созданное отверстие».

Удосконалення та управління технологіями підвищення конденсатовіддачі покладів із використанням композиційного гідродинамічного моделювання / Є. А. Мельник, М. В. Гунда, Ю. О. Зарубін [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2014. – № 6. – С. 15-20.

«Використання технологій підвищення конденсатовіддачі пластів достатньо поширене у світовій практиці. Розроблено та апробовано багато технологій із застосуванням рідких, газових та пінних агентів. Найбільш поширеними серед них є сайклінг-процес із нагнітанням сухого газу в поклади, а також повне/ часткове заміщення природного іншим газом (азотом, вуглекислим чи чадним газом і іншими).

Під час використання сайклінг-процесу на родовищах із високим початковим вмістом конденсату значення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату ($K_{вк}$) оцінюють у 30-60 %, а в окремих випадках воно може сягати 88 %, наприклад на родовищі Ла Глорія, США. Часто можливості застосування сайклінг-процесу обмежені технічними, економічними та іншими причинами. Сайклінг-процес на період запровадження технології потребує додаткових капіталовкладень, довготривалої консервації значних об'ємів газу та суттєвих енергетичних витрат на його рециркуляцію, що призводить до зменшення ліквідності такого проекту.

Проблеми підвищення вуглеводневилучення та ефективної розробки покладів із запасами конденсату надзвичайно актуальні не тільки в Україні. Таким прикладом може бути газоконденсатний поклад Западно-Александровського родовища з початковим K_f - 525 г/м³.

Фахівці РУП «ПО «Білоруснефть» провели експериментальні дослідження та апробацію технологій підтримання пластового тиску на рівні тиску початку конденсації з використанням вуглеводневих розчинників, водогазових сумішей, розчинів поверхнево-активних речовин для формування об'ємів перед фронтом нагнітання води.

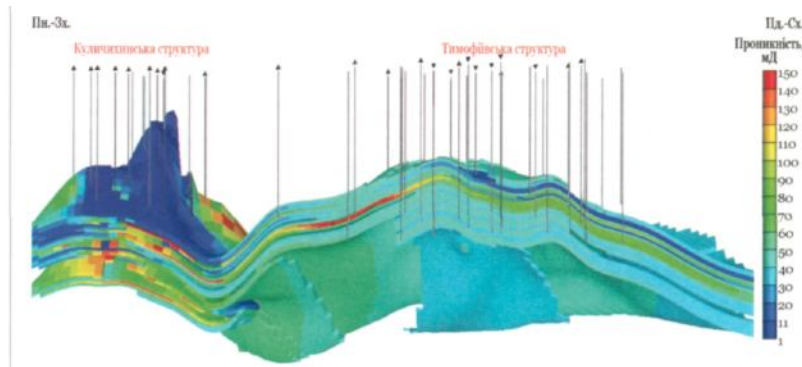


Рис.3. Фрагмент розподілу абсолютної проникності горизонту Т-1 по лінії 1-І

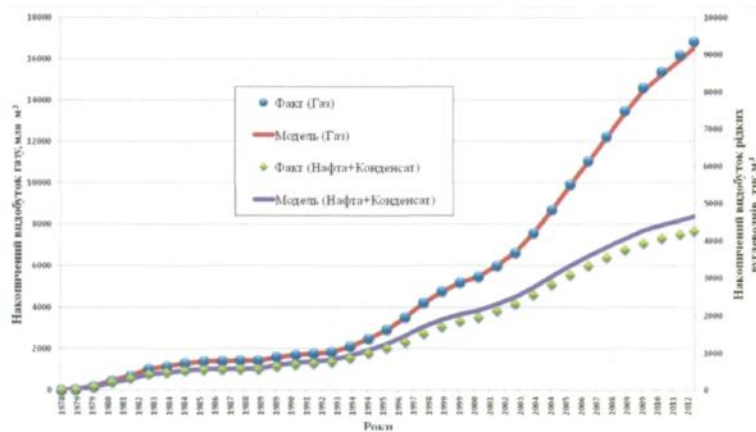


Рис. 4. Динаміка накопиченого видобутку газу та нафти з конденсатом

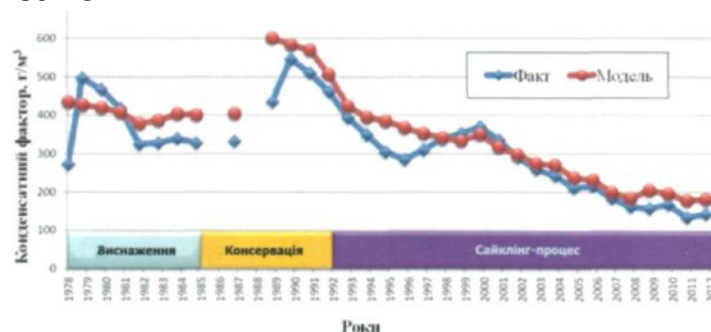


Рис. 5. Динаміка річного конденсатного фактору

За результатами досліджень прогнозується збільшення коефіцієнта вилучення газу з 34 до 56 %, конденсату з 17 до 52 %.

Із метою дослідження проблем підвищення конденсатовилучення проведено моделювання фільтраційних процесів у багатокомпонентних пластових системах за умов впроваджен-

ня технологій підтримання пластового тиску - сайклінг-процесу з нагнітанням сухого природного газу. Моделювання проведено на прикладі газоконденсатних покладів із нафтовими облямітками горизонтів Т-1 Куличихинського та Тимофіївського родовищ».

Ходяев А. В. Визуализация результатов площадной сейсморазведки в трехмерном пространстве с помощью web-технологий / А. В. Ходяев, П. Ю. Редько // Бурение & нефть. – 2015. – № 4. – С. 32.

«Результаты обработки сейсмических съемок 3D общим объемом более 25 тыс кв. км в ИС представлены в виде почти 1000 сейсмических кубов. Ввиду большого объема данных, а также ограниченности пропускной способности сетевых каналов корпоративной сети Компании у множества пользователей ИС сейсмические кубы 3D доступны пользователю через систему оформления заказов, реализованную для пользователей в web-модуле ИС.

При формировании пользователем заказа он поступает в ЦХСИ, где формируется пакет данных на носителе, после чего доставляется заказчику курьерской службой. Для минимизации риска ошибки в заказе пользователь должен иметь возможность предварительного просмотра и анализа сейсмических кубов, что позволило бы ему без передачи по сети больших объемов информации заранее ознакомиться с выбранным кубом.

Разработанное средство визуализации сейсмических данных МОИТ-3D представляет собой полноценную трехмерную сцену, отображающую границы сейсмического куба с возможностью получения изображения с заданными параметрами по любому сечению инлайна, кросслайна или времени (глубине). При этом все вычислительные операции с данными должны

происходить на сервере ИС для достижения максимальной производительности и снижения нагрузки и, следовательно, системных требований к ПК пользователя. Кроме того, модуль должен работать на ЭВМ любой архитектуры и на любой операционной системе.

Разработанный модуль производит визуализацию сейсмических кубов, хранящихся в ИС «Сейсморазведка», без передачи по сети большого объема информации. По сети передаются лишь команды и параметры для получения изображения по срезу куба на сервер и готовые изображения от сервера клиенту, что многократно меньше по объему самих сейсмических данных. Такой подход полностью независим от платформы клиента и не имеет высоких требований к аппаратному обеспечению пользователя. Наличие модуля в ИС «Сейсморазведка» позволяет более точно определять необходимые данные для дальнейшего формирования заказа».

Практика застосування

Ахметшин Р. М. Опыт применения колтюбинговых технологий на месторождениях Татарстана / Р. М. Ахметшин // Время колтюбинга. – 2014. – № 4. – С. 46-51.

«Сегодня на месторождениях Татарстана 20% всех капитальных ремонтов скважин выполняется с применением колтюбинга. В среднем проводится около 1000 скважино-операций в год. Накопленный опыт позволяет проводить широкий спектр работ.

Управление разработкой нефтяных залежей:

- Отключение отдельных пластов и горизонтов цементными заливками и разбуриваемыми пакер-пробками
- Изоляционные работы с применением надувных пакеров.

Интенсификация процессов притока:

- Депрессионное и репресссионное ОПЗ;
- Виброволновое воздействие;
- Закачка реагентов МУН;
- ОПЗ спуском ГНКТ по межтрубному пространству;
- Управляемый кислотный разрыв пласта.

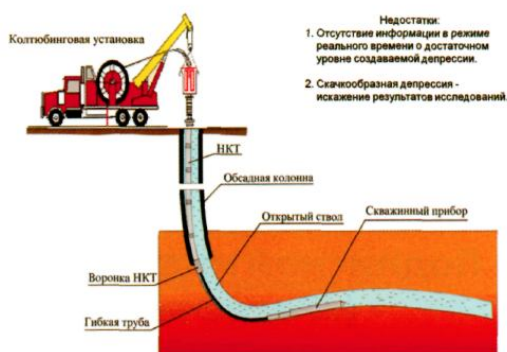
Специальные работы:

- Ликвидация, реликвидация скважин;
- Селективный доступ в стволы многоствольных скважин;
- Вымыв проппанта после ГРП;
- Промывка, отрезание забитых и прихваченных НКТ;
- Разбуривание цементных мостов.

С развитием технологии бурения и эксплуатации горизонтальных скважин проводится много опытно-промышленных и экспериментальных работ, таких как:

- Доставка геофизических приборов на ГНКТ с кабелем при исследовании горизонтальных скважин;
- Селективные большеобъемные обработки призабойной зоны с применением надувных пакеров;
- Разбуривание портов многостадийного ГРП;
- ГПП при многостадийном ГРП;
- Удаление заглушек фильтра обсадной колонны на битумных скважинах.

3. ДОСТАВКА АВТОНОМНЫХ ПРИБОРОВ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН



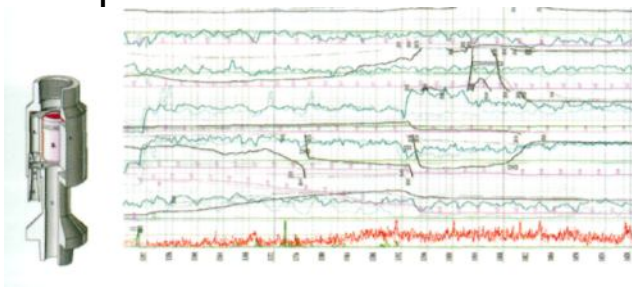
С целью повышения эффективности эксплуатации горизонтальных скважин, выявления источников обводнения, неработающих участков увеличивается потребность проведения геофизических исследований в таких скважинах. Существовавшие ранее технологии исследования с применением жесткого геофизического кабеля не обеспечивают доставку приборов до забоя в скважинах с протяженностью горизонтального ствола более 150 м. Ранее нами совместно с ТНГ-Групп для этих целей использовалась ГНКТ и автономный комплекс приборов.

Для создания депрессии применялась технология компрессирования через пусковые муфты или циркуляционный клапан на ГНКТ.

Данный метод исследования имел существенные недостатки. Во-первых, отсутствовала информация в режиме реального времени о достаточном уровне создаваемой депрессии, во-вторых, депрессия создавалась скачкообразно, что искажало результаты исследований.

4. ДОСТАВКА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ НА ГНКТ С КАБЕЛЕМ

Метод ГИС по определению интервалов притока и состава флюидов с помощью устройства УЭГИС и геофизического прибора, спускаемого на гибкой трубе с запасованным геофизическим кабелем



С 2013 года для доставки геофизических приборов в горизонтальный участок ствола скважины применяется гибкая труба с запасованным в нее трехжильным геофизическим кабелем. Преимуществом трубы с кабелем являются высокая

надежность линии связи со спускаемыми приборами и высокий процент доставки приборов на забой горизонтальной скважины при длине ствола более 500 м. Для выявления источника обводнения применяется комплекс АГАТ -42, имеющий раскрывающийся расходомер и шесть датчиков влагомера, перекрывающих весь диаметр скважины. Для создания депрессии используются эжекторные устройства УЭГИС (струйный насос) со съемной вставкой, позволяющей загерметизировать ГНКТ в струйном насосе. УЭГИС позволяет устанавливать требуемое забойное давление и поддерживать его в течение необходимого времени. К настоящему времени проведено 36 исследований. Успешность работ по доставке приборов составляет 95 %.

Максимальная протяженность горизонтального ствола, где проводилось исследование, составила 530 м при глубине скважины 2700 м.

5. ТЕХНОЛОГИЯ ГПП ПРИ МНОГОСТАДИЙНОМ ГРП

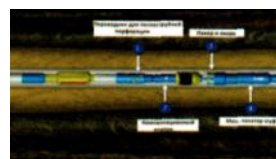
- Примеры технологий:

«Iso-Jet» - «Трайкан»

- «CobraMax» - «Халлибуртон»
- «AbrasiFRAC» - «Шлюмберже»
- «SJ» - «Бейкер Хью'з»



- Технология «Mongoose™»
«NCS»



Горизонтальное бурение и многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП) становятся все более распространенными операциями в разработке низкопроницаемых нефтеносных пластов. Данная технология заключается в проведении определенного количества операций ГПП через ГНКТ с последующим ГРП.

Метод абразивної перфорації (ГПП) застосовується вже більше 40 років, але з розвитком методів кумулятивної перфорації в вертикальних скважинах він втратив актуальність. Сучасний розвиток даного методу перфорації пов'язаний з розвитком горизонтального буріння і можливістю проведення декількох ГПП за один спуск інструмента.

В даний час на ринку існує декілька технологій ГПП при багатостадійному ГПП. Технологія Iso-Jet (Trican Well Service), CobraMax (Halliburton), AbrasiFRAC («Шлюмберже»), SJ (Baker Hughes), Mongoose TM (NCS-Technology). При цьому використовуються різні забойні компоновки».

Burisma Holdings - Burisma – нафтогазова компанія України [Електронний ресурс]: 17 груд. 2014 р. – Режим доступу: burisma.com/article-13.html

«Найбільша незалежна газовидобувна компанія України Burisma Holdings підписала Угоду з казахстанською національною нафтогазовою компанією НК «КазМунайГаз» (КМГ). Таким чином, Burisma Holdings стала першою компанією з України, яка отримала можливість на розробку нафтогазових ресурсів Республіки Казахстан спільно з національною нафтогазовою компанією.

Угода передбачає, що Burisma Holdings спільно з КМГ проведе цикл сейморозвідувальних і бурових робіт, операції з розвідки і видобутку вуглеводневої сировини, а також вивчить можливість будівництва інфраструктурних об'єктів на території Республіки Казахстан.

Представники Burisma Holdings провели ряд двосторонніх зустрічей з вищим керівництвом Республіки Казахстан.

Зокрема, власник Burisma Holdings Микола Злочевський зустрівся з Прем'єр-міністром Казахстану Карімом Масімовим і Міністром закордонних справ Ерланом Ідрісовим. В ході зустрічей обговорювалися перспективи співпраці, включаючи плани з надання Burisma Holdings статусу Стратегічного Партнера.

Прем'єр-міністр Республіки Казахстан Карім Масімов позитивно оцінив перспективи двостороннього співробітництва і розвитку бізнесу Burisma Holdings в Республіці Казахстан. Він також зазначив, що Burisma Holdings може привнести в нафтогазову галузь Казахстану нові технології, інноваційне американське обладнання, сучасні підходи до ведення сейсмозвідувальних і бурових робіт.

Сьогодні Казахстан - найбільший виробник нафти в Центральній Азії і другий після Росії добувач нафти в СНД. Країна зацікавлена у спільних проектах з розвідки і видобутку нафти і газу.

«Це визнання, що сьогодні Burisma Holdings володіє унікальним обладнанням з геологорозвідки, буріння та сейсміці, як на суші, так і на морі, аналогів якому немає на пострадянському просторі. Вже на початку 2015 ми плануємо активно інвестувати в спільні проекти на території Республіки Казахстан », - зазначив власник Burisma Holdings Микола Злочевський.

База запасів НК «КазМунайГаз» є однією з найбільших у світі, перевершуючи запаси багатьох провідних світових нафтогазових компаній. Компанія володіє часткою участі практично у всіх істотних нафтогазових активах в Казахстані і має права переважного придбання 100% всіх нових родовищ на суші і 50% шельфових родовищ і ліцензій в країні».

В МІМі відбувся Круглий стіл «Видобування нафти та газу ...» [Електронний ресурс] :13 лют. 2015 р. – Режим доступу: www.mim.kiev.ua > Випускникам

«В рамках заходу обговорювали потенціал України у видобуванні газу та нафти; стан геологорозвідувальних робіт та можливості й проблеми у застосуванні сучасних технологій в геологорозвідці та бурінні; специфіку роботи підприємств з видобутку газу і нафти з різними формами власності; аналіз інвестицій в українські нафтогазові підприємства за останні 10 років та перспективи на найближчі роки; шляхи реформування та перешкоди розвитку нафтогазового комплексу України.



Під час досить запальних дискусій виокремили ряд перешкод та перспектив розвитку нафтогазовидобувної галузі. Серед головних проблем учасники виділили: нестача фінансування геологорозвідувальних робіт та погіршення якості резервного фонду структур для пошукових робіт; відсутність практики відновлення недіючих і ліквідованих свердловин; падіння обсягів глибокого буріння; застарілі обладнання і технології; непрофесійну структуру та політику управління галуззю; відсутність вільного ринку з чіткими нормами, що заважає приходу інвесторів.

Незважаючи на кризу галузі, Україна все ж має великий потенціал. Зокрема, значні запаси й прогнозні ресурси газу на відкритих родовищах та залишкові запаси нафти і газу на старих родовищах (за оцінками науковців нерозвідані ресурси складають 30 млрд. тон палива); наявність нових технологій відновлення ліквідованих свердловин та буріння на шельфах морів (за прогнозами освоєні ресурси Чорного та Азовського морів зараз становлять лише 5 %); один з кращих в світі кадровий потенціал.

Проте, очевидно, щоб подолати кризу, Україні потрібно направити значні сили на підвищення власного видобутку газу та водночас переглянути економічні принципи і кардинально реформувати законодавство та побудувати вільний ринок нафти й газу з чіткими економічними правилами. Як саме побудувати державну політику та стратегію розвитку нафтогазового комплексу – відповідь на це ключове питання має знаходитися спільно, у дискусіях між представниками влади, головними гравцями та експертами галузі. Зокрема, у стінах бізнес-школи, що є ідеальним експертним майданчиком для діалогу професіоналів».

Водорезов Д. Д. Расчет параметров многофазного потока в скважине при азотном освоении колтюбингом / Д. Д. Водорезов, М. В. Двойников // Бурение & нефть. – 2015. – № 4. – С. 56-59.

«Азотное освоение нефтяных и газовых скважин с помощью колтюбинга занимает прочные позиции в отрасли отечественного нефтегазового сервиса. В отечественной практике данный вид скважинных операций в большинстве случаев входит в комплекс работ по интенсификации притока методами гидравлического разрыва пласта и его соляно-кислотной обработкой. Использование колтюбинга при освоении после ГРП и СКО позволяет добиться максимального эффекта от мероприятий по интенсификации, выражено в высоком индексе продуктивности скважины, а также в минимальных временных и экологических затратах.

Высокая эффективность освоения скважин колтюбингом обусловлена рядом факторов:

- 1) создание высокой и стабильной депрессии на пласт в течение длительного времени и возможность контроля данного параметра в ходе работы;
- 2) минимальные временные затраты на спуск и подъем трубы, так как труба непрерывна;

3) в течение всей внутрискважинной операции сохраняется мультибарьерный контроль над давлением в трубе и затрубье, что позволяет минимизировать риски для персонала и экологии;

4) возможность выполнения спуско-подъемных операций на депрессии без негативного влияния на пласт, а также небольшой объем трубы колтюбинга (по внешнему диаметру), что позволяет минимизировать эффект поршневания при спуске;

5) возможность выполнения операций по промывке скважины и освоению в комплексе за одну скважинную операцию, что также минимизирует временные затраты и негативное влияние на пласт; промывка также может осуществляться на депрессии при применении аэрированной жидкости;

6) возможность точного контроля и гибкого регулирования технологических параметров в ходе освоения, включая глубину спуска трубы.

Из перечисленных факторов становится очевидным, что колтюбинг незаменим при работах на скважинах, где требуется снизить негативное влияние на пласт, а также создать высокую и стабильную депрессию для вызова притока – иными словами, для скважин старого фонда с аномально низкими пластовыми давлениями. С каждым годом количество таких скважин на месторождениях РФ увеличивается, поэтому особую важность приобретает вопрос повышения эффективности их освоения и, таким образом, сохранения максимально возможного индекса продуктивности скважины».

Зыков М. А. К вопросу применения современного оборудования для ремонта изоляционного покрытия магистральных трубопроводов / М. А. Зыков, В. А. Иванов // Изв. ВУЗов. Нефть и газ. – 2014. – № 4. – С. 29-34.

«На сегодняшний день аварийные остановки транспорта нефти и газа, связанные с выходом из строя магистральных

трубопроводов, встречаются довольно часто. Причиной тому служат нарушения эксплуатации, несоблюдение технологий при производстве сварочно-монтажных работ, природно-климатические факторы, а также моральный износ оборудования систем транспорта нефти и газа.

Как показывает практика, множество отказов связано с сильным износом металла стенки трубы вследствие коррозионной дефектности. В свою очередь, рост коррозии обусловлен эксплуатацией трубопроводов с устаревшим изоляционным покрытием. Действительно, большая часть из них имеет антикоррозионное покрытие на основе липких лент, нанесенное более 30 лет назад, и, как правило, с вынужденным нарушением технологии. В условиях быстрого развития нефтяной и газовой промышленности XX века необходимо было кардинально и в кратчайшие сроки решать вопрос с транспортом углеводородного сырья с вновь вводимых месторождений. Вследствие этого соблюдение технологий строительства и эксплуатации не являлось приоритетом».

* * *

«Очистку трубопровода осуществляют различными методами: механическим, химическим, термическим и др. Наибольшее применение получил механический метод очистки. Его суть заключается в механическом воздействии на гидроизоляцию трубопровода при помощи стальных щеток, скребков, пескоструйных, дробеструйных или дробеметных установок.

При производстве ремонтных работ в трассовых условиях в составе изоляционно-укладочных колонн применяются самоходные очистные машины типа ОМР (820; 1220; 1420) ООО «Курганмашинжиниринг» (рис. 1, табл.1). Основное назначение очистных машин серии ОМР — предварительная очистка наружной поверхности труб (удаление старой изоляции) в процессе переизоляции трубопровода.



*Рис. 1. Очистная машина **OMP***

Данный тип устройств не обеспечивает конечную степень очистки трубопровода. Возможно их применение на трубопроводах без остановки перекачки продукта.

Для более качественной очистки применяются машины финишной очистки типа ОМ-Ф (табл. 2). ОАО «КрЭМЗ» производит данное оборудование для различных диаметров трубопроводов. Машины финишной очистки обеспечивают конечную подготовку трубы под нанесение нового антикоррозионного покрытия. Очистка поверхности трубопровода обеспечивается за счет воздействия круглыми активноприводными металлическими щетками».

Нафтогазова галузь потребує негайної модернізації - ОТБ [Електронний ресурс]. – Режим доступа: otb.com.ua/.../naftohazova-haluz-potrebuje-nehajnoji-modernizaciji.html

«Газові родовища підприємства «Укргазвидобування» виснажені майже на 70 %. Аби стабілізувати видобуток сировини, експерти впроваджують дотискуючі компресорні станції, які навіть при низькому тиску дозволяють забрати запаси блакитного палива з глибин. Перші подібні станції вже в вересні поточного року з'являться на території Шебелинського родо-

вища, яке нині на дві третини забезпечує потреби українського населення. Стабілізувати видобування блакитного палива вітчизняні газовики планують за рахунок модернізації. Так, на Шебелинському родовищі зводять дотискуючі компресорні станції, які дадуть можливість, попри виснаження родовищ, все-таки забрати сировину із надр землі, розповідає директор управління Шебелинського газовидобування Юрій Фесенко:

Что даст возможность не опуститься ни на одну тысячу и удержать добычу с этого месторождения, а это месторождение является самым крупным на Украине.

Шебелинське родовище працює майже півстоліття, за цей час обладнання значно застаріло, а запаси відчутно зменшились, так із закладених 700 млрд. кубометрів газу тут залишилось лише 100, але й ті газовикам не забрати, якщо не запустити такі компресорні станції».

* * *

«Впровадження дотискуючих компресорних станцій на всіх родовищах «Укргазвидобування», в тому числі на Шебелинському, дозволить значно наростити видобуток газу, однак вартість такого проекту 4 млрд. грн. , для підприємства сума не підйомна. Усі сподівання залишаються на формування економічно обґрунтованої ціни на газ. Сьогодні компанія продає тисячу кубометрів газу за 400 грн., а собівартість видобутку — більше як 800. Оптимізму не додає і відсутність державних ліцензій на розробку нових родовищ.

Сергій Костюк, голова правління ПАТ «Укргазвидобування»:

В последние 7 лет мы практически не получаем новых лицензий, мы получили только 4 лицензии на разработку новых месторождений.

Негайної модернізації, пояснюють експерти, потребує вся нафтогазова галузь. Для очистки бензину та підвищення його якості принаймні до європейського рівня не вистачає установки для ізомеризації, а для покращення дизельного палива потрібні установки гідроочистки. Але й такі нововведення для українських підприємств не по кишені.

Геннадій Кобаль, експерт нафтогазової компанії:

Для повышения качества нужно сделать модернизацию, потому что сегодня качество бензина оно даже по украинским стандартам не проходит ... Если не будет качество топлива соответствовать требованиям, то завод вообще можно закрыть.

Загалом, за прогнозами експертів власних запасів газу, за умови модернізації, українцям вистачить на кілька десятиліть. Однак це стосується блакитного палива для населення, підприємства без імпортного газу працювати не зможуть».

Фомкин А. В. Повышение эффективности нефтеизвлечения: необходимость и тенденции / А. В. Фомкин, С. А. Жданов // Бурение & нефть. – 2015. – № 4. – С. 14-19.

«Действительно, вот уже несколько десятилетий в нефтяной промышленности наиболее активно используется достаточно ограниченный перечень базовых технологий воздействия на пласты, которые, правда, постоянно в той или иной степени совершенствуются. Особенно значимые результаты получаются в последнее время благодаря удачным их сочетаниям.

Какие же это базовые технологии?

1. Бурение скважин:

- горизонтальные скважины;
- боковые стволы;
- многозабойные скважины.

2. Процесс заводнения пластов:

- различные системы размещения скважин;
- циклическое заводнение;
- барьерное заводнение;

3. Третичные методы увеличения нефтеотдачи:

- тепловые;
- газовые;
- химические;
- микробиологические.

4. Обработки призабойных зон скважин:

- водоизоляция в добывающих скважинах;
- регулирование потоков в нагнетательных скважинах;
- повышение продуктивности и приемистости скважин;
- ГРП.

Конечно, каждая из этих базовых технологий постоянно совершенствуется, их эффективность повышается, в том числе в русле общего научно-технического прогресса. Особенно следует отметить использование геолого-гидродинамического моделирования процессов разработки, возможность получения более объемной и точной информации о пластах (сейсмика, ГИС, ГДИ, методы исследования кернов и другое), новые технологические решения в бурении скважин и их эксплуатации и так далее. Все это и определяло возможности эффективного ввода в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов.

Так, значительное совершенствование в последние годы претерпевал ГРП, что было связано с быстро растущей долей запасов в низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых пластах. За несколько лет обычный процесс неуправляемого разрыва призабойной зоны пласта превратился в новые технологические решения для различных геологических усло-

вий (локальный гидроразрыв, ГРП с использованием специальных реагентов для обработки пористой среды, массивный ГРП, соляно-кислотный ГРП, пенный ГРП, термогазокислотный, азотно-пенный, многоэтапный и так далее - всего сейчас известно до 50 технологий ГРП, зарегистрировано около 4000 патентов на различные изобретения в области проведения ГРП).

По имеющимся в печати данным (к сожалению, весьма неполным), сейчас в России ежегодно проводится 9000 ГРП на эксплуатационных и нагнетательных скважинах, что, в основном, связано с активным вводом в эксплуатацию скважин, разрабатывающих низкопроницаемые пласты.

Интересной представляется технология ВНИИнефть, предусматривающая проведение ГРП в низкопроницаемых пластах во всех добывающих и нагнетательных скважинах, при этом рядность скважин выдерживается по линии наименьшего сопротивления породы для разрыва с целью образования «псевдогалерей» со стороны нагнетательного и добывающего рядов скважин и образования соответственно более равномерного фронта вытеснения. Переход к реализации ГРП в системе скважин на основе новых технологий позволяет по-новому рассматривать данный метод воздействия. Фактически в этом случае можно говорить о методе разработки низкопроницаемых пластов.

Пожалуй, наиболее революционно в последние годы выглядит технология сочетания ГРП и горизонтальных скважин - многозональный ГРП. Объемы применения этой технологии при разработке низкопроницаемых пластов постоянно возрастают. Так, на Самотлорском месторождении с 2009 по 2013 гг. число ежегодных операций многозонального ГРП возросло с 3 до 171, а к 2018 г. планируется их увеличение почти до 700.

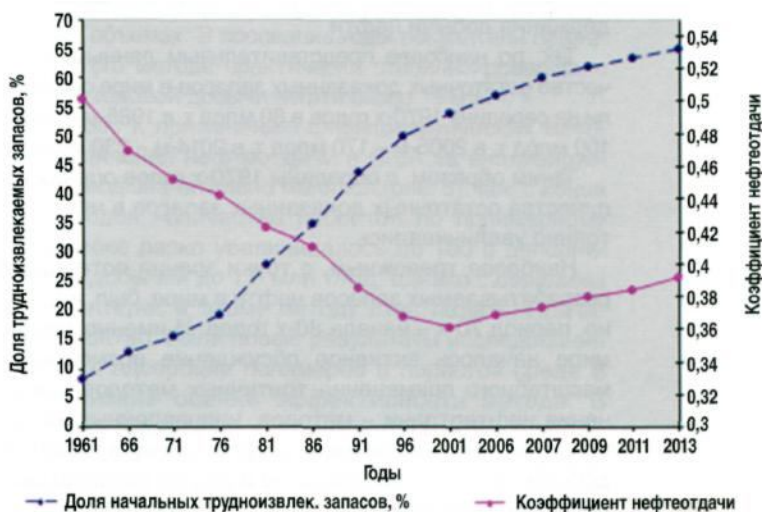


Рис. 2. Динамика доли трудноизвлекаемых запасов и средней проектной нефтеотдачи на месторождениях страны

Вместе с тем необходимо отметить, что наибольшую эффективность ГРП обеспечивает в низкопроницаемых пластах. Более того, в обычных геолого-физических условиях использование этого метода воздействия может привести к опережающему обводнению пластов и отрицательным результатам».

Обладнання та інструменти

Гончаров Е. В. Оборудование и технология термогазохимического воздействия при интенсификации нефтегазопритоков в наклонно-пробуренных и выполаживающихся скважинах / Е. В. Гончаров, И. Ф. Попов // Время колтюбинга. – 2014. – № 4. – С. 68-69.

«В процессе анализа путей совершенствования колтюбинговых технологий у авторов возникла идея, что стремительно протекающие взрывные процессы могут быть вытеснены процессами длительного прогрева без динамических нагрузок и репрессий, с температурами, оптимальными для релаксации

горного давления вокруг ствола скважины, для открытия трещин и пористости, снижения вязкости флюида (нефти) при воздействии не только температуры, но и углекислого газа, образующегося на входе реакций.

Термогазохимическое воздействие для интенсификации нефтегазопритоков заключается во внедрении пересыщенных растворов селитр и иных кислородосодержащих соединений в жидкой фазе в углеродосодержащие компоненты, находящиеся в зоне обработки (уголь, лигнит, нефтесодержащие породы или интервалы скважин), и инициировании термогазохимической реакции с длительным (до 5-7 дней) нагревом, обеспечивающим прогрев массива нефтесодержащего интервала на удалении до 7-10 м, а при продавливании кислородосодержащих жидкостей по интервалу обработки - до 50-70 м.

Первые эксперименты проводились с инициированием термогазодинамической реакции реакцией соляной кислоты и магния. Однако этот подход выявил определенные недостатки и самое главное - свою неприменимость на скважинах сложного профиля, например, таких как на рис. 1.

В начале работы над темой авторы провели масштабные исследования по выбору рецептов кислородосодержащих средств: были опробованы параметры горения составов, начиная от перекиси водорода и растворов аммиачной селитры и заканчивая хлоратами и фторатами. Широкие исследования проводились с целью создания надежных средств инициирования термогазохимических реакций в условиях скважин различной степени обводнения, глубины и конструктивных параметров».

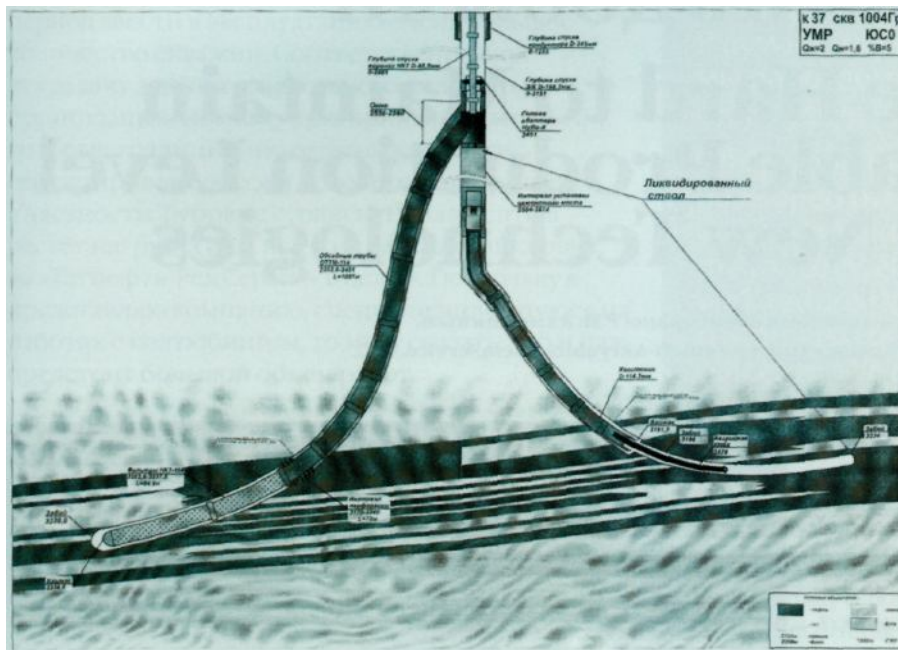


Рисунок 1 - Схема многоствольной скважины, где проводились успешные промышленные испытания термогазохимического способа



Рисунок 2 - Скважинный иницирующий термоизлучатель

Гутак А. Д. Використання вихрових труб для підготовки природних газів / А. Д. Гутак // Нафтогаз. галузь України. – 2014. – № 6. – С. 21-24.

«У зв'язку з падінням пластового тиску в процесі експлуатації родовища типова технологія НТС дає змогу проводити

якісну підготовку газу лише упродовж перших 5-10 років експлуатації родовища. Зі зменшенням перепаду тиску на дроселі температура сепарації починає підвищуватися. Для її підтримання в необхідному діапазоні доводиться модифікувати установку НТС додатковими технологічними апаратами і системами (дотискувальна компресорна станція, апарати повітряного охолодження, турбодетандери, пропанові та аміачні холодильні системи тощо). Наприклад, на сьогодні в ГПУ «Полтавагазвидобування» налічується близько 30 УКПГ, лише 5 із яких працює із застосуванням турбодетандерів, 5 УКПГ - із дотискувальними компресорними станціями, решта - з використанням ефекту Джоуля-Томсона. Таке широке використання дросель-ефекту пов'язане з недоцільністю встановлення турбодетандерів, холодильних установок та іншого дорогого обладнання на невеликих об'єктах через незначні обсяги видобутку газу та конденсату. Тому на завершальному етапі розробки виникає проблема дотримання необхідної точки роси та якості газу.

Одним із основних способів продовження терміну ефективної роботи установки НТС у період зниження тиску на гирлі свердловин може стати використання процесу вихрового енергетичного розділення потоків - ефекту Ранка. Він реалізується у вихрових трубах, у яких потік газу, розширюючись, розділяється на холодний (центральный) і теплий (периферійний). Для багатоконпонентної газоконденсатної суміші, крім температурного розділення, відбувається також значне компонентне розділення.

Використання вихрових труб у інших цілях пов'язане з необхідністю стиснення повітря за допомогою компресорів або іншого обладнання. Нафтогазова промисловість є однією з небагатьох, де газ природньо знаходиться під великим тиском та необхідності його стиснення немає. Досить дивним є той факт, що вихрові труби досі не знайшли застосування у нафтогазовій промисловості України.

Дослідження у нашій роботі пов'язані з обґрунтуванням можливості використання вихрових труб у складі систем НТС за допомогою гідродинамічного моделювання.

Незважаючи на багаторічну історію вивчення ефекту Ранка, досі не існує загально визнаної фізичної моделі цього явища. Ця ситуація з причини непередбачуваності створює складнощі під час конструювання вихрових труб різного призначення.

Попередні дослідники у своїх експериментах використовували повітря або інертні гази невисокого тиску (0,24-1,2 МПа). Надлишковий тиск на виходах холодного і гарячого потоків у переважній більшості експериментів був відсутній, тобто з відкритим виходом у атмосферу. Це зовсім відрізняється від умов на установці низькотемпературної сепарації, де вхідний тиск може становити 15,0-5,0 МПа, а тиск у низькотемпературному сепараторі 5,5-2,5 МПа. Тому використати результати їхніх досліджень для конструювання промислового зразка вихрової труби неможливо. Натомість ми застосували методи обчислювальної гідродинаміки та спробували створити адекватну математичну модель вихрової труби для роботи в умовах установки низькотемпературної сепарації.



Рис. 1. Розрахункова сітка моделі вихрової труби

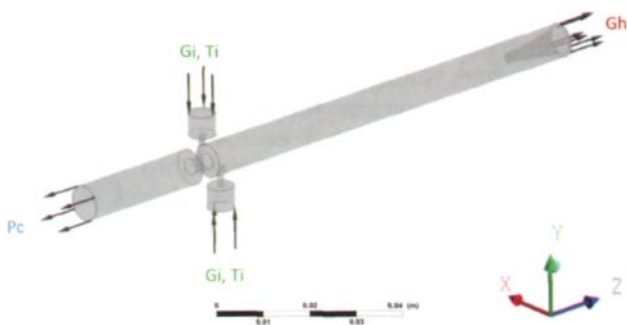


Рис. 2. Граничні умови для моделі вихрової труби

Микаелян Е. А. Обследование оборудования газонефтегазотранспортных систем / Е. А. Микаелян, М. Сайф // Упр. качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – № 4. – С. 29-36.

«В настоящее время с помощью современных средств внутритрубной инспекции, осуществляемой ультразвуковыми или магнитными снарядами-дефектоскопами удастся выявить значительное количество дефектов, потенциально опасных для разрыва трубопроводов.

При обнаружении дефектов в любых случаях встает задача оценки степени безопасности для трубопровода. То есть необходимо решить задачу о принятии мер по подконтрольной эксплуатации или ремонту участка газопровода с обнаруженными дефектами.

Эта задача решается с помощью модернизированного «критерия V31G». Его применение позволяет исключить ненужные ремонтные работы, связанные с вырезкой «катушек» с допустимыми дефектами. Особенно эффективно применение этого критерия при оценке опасности дефектов труб, подверженных «коррозионным язвам» и коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН).

Расчетное выражение критерия V31G было получено Кифнером и Даффи в 1971 и зависело от глубины и длины дефекта вдоль оси трубы, толщины стенки труб и наружного диаметра трубы.

Уравнение по определению предела текучести материала трубы применяется для расчета величины (уровня) разрушающих напряжений в находящейся под давлением трубе, в которой имеется трещина или дефект в продольном направлении. Оно также применяется для прогнозирования прочности подвергшейся коррозии трубы, когда характеристики потерь металла (размеры дефекта) определяются так, как показано на рис. 1.

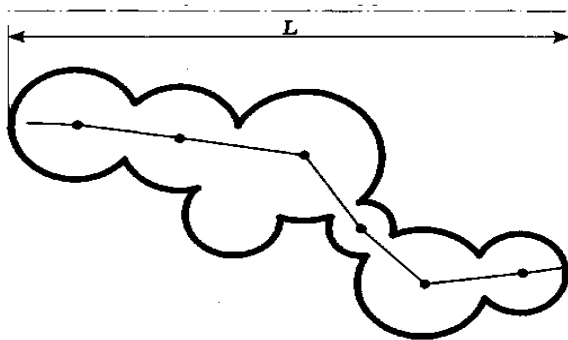


Рис. 1. Характеристика коррозионного повреждения (язвы, каверны), используемая при анализе прочности

Общая длина зоны коррозионного повреждения вдоль оси трубы принимается равной L , даже если коррозия представляет собой язву (питтинг), не располагающуюся вдоль оси трубы. Проекция профиля язвы (питтинга) на плоскость, проведенную через стенку трубы параллельно продольной оси, как показано на рисунке, дает площадь A , которая применяется в уравнении по определению предела текучести.

Критерий V31G подвергается постоянным модернизациям. Подтверждение достоверности его применения получено в программе исследований фирмы «Бритиш Гэз».

Американские и канадские стандарты, в которые включен критерий V31G, официально переведены на русский язык, известны и используются отечественными специалистами. Для определения технического состояния газопроводов в условиях эксплуатации разработана методика на основе анализа режимов работы газопровода и представлена в приведенных примерах в работах. При этом система показателей позволяет выявить «запирающие участки» газопровода, степень их «закупорки» в зависимости от различных отложений, загрязнении и т.д. Предложенная методика применима также и для нефтепроводов. Анализируя техническое состояние газопровода во времени, можно проконтролировать период чистки и профилактических работ магистрального трубопровода».

Мищенко В. И. Тенденции в области производства и оснащения циркуляционных систем буровых установок. / В. И. Мищенко, А. В. Картунов // Бурение & нефть. – 2015. – № 3. – С. 46-49.

«Авторы настоящей статьи, являясь разработчиками и производителями циркуляционных систем и комплектующего оборудования к ним, поставили цель проинформировать буровые компании, управления и фирмы по капитальному ремонту скважин о необходимости использовать для комплектации буровых установок высокотехнологичные циркуляционные системы, оснащенные необходимым набором очистного оборудования и системой приготовления буровых растворов.

Продукция производителей буровых установок требует дальнейшей доукомплектации циркуляционными системами и буровыми насосами. Вопрос комплектации МБУ серийными буровыми насосами решается относительно просто, проблемы же очистки, циркуляции и приготовления буровых растворов по техническим, финансовым или иным причинам решены недостаточно. Плохая очистка бурового раствора снижает стойкость долот и механические скорости бурения, приводит к повышенному расходу материалов и химреагентов и в ряде случаев является причиной осложнений. Для целей очистки и приготовления буровых растворов буровым компаниям предлагается как импортное, так и отечественное оборудование. Причем если это отечественное оборудование приобретается не у случайных изготовителей, технологические показатели ЦС соответствуют необходимым требованиям.

Остается весьма важный вопрос комфортности и монтажеспособности ЦС. Современные долота позволяют достичь очень высоких механических скоростей бурения, и время проводки скважины определяется, в основном, геологическими условиями. Достигнут тот уровень, когда время монтажа и демонтажа циркуляционной системы уже существенно влияет

на общий период бурения скважин. Рассмотрим, как эта проблема решается в циркуляционных системах, предлагаемых нами. Как правило, ЦС заказываются с учетом следующих параметров:



Фото 1. ЦС объемом 80 м³ для компании «Шлюмберже»

- требуемый объем и плотность бурового раствора;
- производительность промывки скважины;
- требуемый состав очистного оборудования и оборудования для дегазации и приготовления раствора;
- тип укрытия и способ отопления;
- наличие системы долива, водяной емкости, транспортные габариты, стационарный или колесный вариант и др.

Наряду с этим выдвигается уже ставшее весьма важным требование - максимальная мобильность и монтажеспособность ЦС.

На фото 1 показан вариант ЦС объемом 80 м³ для буровых установок компании «Шлюмберже». Емкости ЦС выполнены с двойными утепленными стенками, отопление водяное регистрами в емкостях и калориферами в надъемкостном блоке. В емкостном блоке имеется водяная емкость для технологических нужд, емкость долива и насосные отсеки для насосов песко-, илоотделителя, центрифуги, долива и системы приготовления. Система очистки 4-ступенчатая. Все техноло-

гическое оборудование установлено в верхнем жестком утепленном 3-секционном модуле. Вся ЦС представляет 5 транспортных модулей. Монтаж происходит следующим образом. Нижние емкости фиксированно устанавливаются на подготовленную площадку, сверху на центрирующие конусы опускаются верхние модули с очистным оборудованием. С помощью БРС собираются гидравлические линии и кабельная обвязка. Энергошкаф этой ЦС встроен в торцевую часть емкости и требуется только подвод силового кабеля. Монтажеспособность ЦС не превышает 4-5 часов. Демонтаж производится в обратном порядке».

Новый подход к восстановлению герметичности эксплуатационных колонн / Ф. С. Исмаилов, А. А. Мамедов, Ю. Г. Давудов, Ф. Т. Азимов // Науч. труды. – 2014. – № 3. – С. 37-42.

«Устройство дополнительной перекрывающей колонны (рис. 1) состоит из нижнего корпуса (1) с нижними боковыми отверстиями, к концу которого присоединен силовой цилиндр (2), внутри которого установлен поршень (3) с толкателями двух видов: одни взаимодействуют с нижними плашками (4), другие предназначены для передвижения манжета (5). Верхний конец корпуса (1) соединен с боковым обратным клапаном, который, в свою очередь, соединяется с дополнительной колонной (7), перекрывающей весь интервал дефектного участка эксплуатационной колонны. Сверху дополнительной колонны (7) присоединяется верхний корпус (8) с верхними плашками в плашкодержателе (9), который взаимодействует с верхним уплотнительным манжетом (10). К внутренней части верхнего корпуса (8) присоединен праволевыми резьбами бамперный переводник (11) установочного оборудования.

Установочное оборудование состоит из колонны бурильных труб (12), соединенных бамперным переводником (11),

который наружным концом навинчен к верхнему корпусу, а внутренним концом - к соединительной трубе (13). К нижнему концу соединительной трубы (13) на уровне отверстий силового цилиндра (2) навинчен перепускной клапан (14) с подпружиненным осевым коническим клапаном с боковыми отверстиями и расширенными выходами.

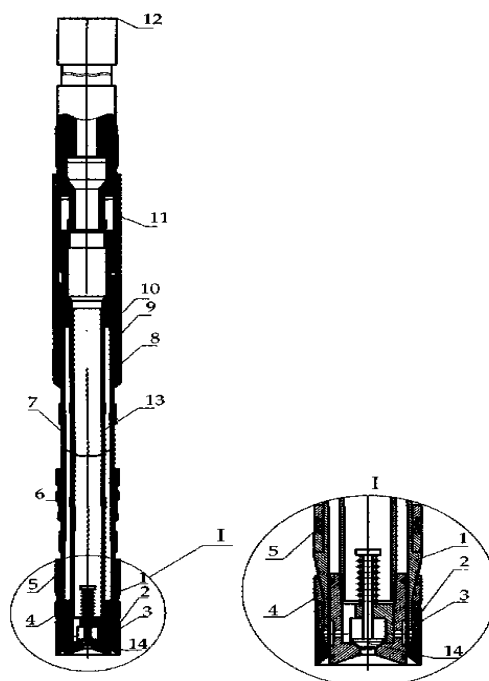


Рис.1. Схема комплекта оборудования для восстановления герметичности эксплуатационных колонн

1 - нижний корпус; 2 - силовой цилиндр; 3 – поршень; 4 - нижние плашки; 5 - манжет; 6 - боковой обратный клапан; 7 - дополнительная колонна; 8 - верхний корпус; 9 - плашкодержатель; 10 - верхний уплотнительный манжет; 11 - бамперный переводник; 12 - колонна буровых труб; 13 - соединительная труба; 14 - перепускной клапан

На колонне буровых труб (12) устройство спускают в дефектную зону. При этом заполнение устройства и труб скважинной жидкостью происходит через перепускной клапан (14). Затем закачкой жидкости в устройстве создают гидравлическое давление, под действием которого поршень (3),

передвигаясь вверх, своими толкателями загоняет плашки (4) между эксплуатационной колонной и нижним корпусом (1) по наклонной поверхности, а другие толкатели прижимают манжет (5) к стенке эксплуатационной колонны, открываются отверстия (2) и на устье фиксируется падение давления. В этот момент разгружают спускаемую колонну, тем самым дополнительную перекрывающую колонну, центрируя, насаждают на плашки (4). После, убирая вес спусковой колонны (12), под минимальным натягом начинают вращение ее вправо, при этом вращается также бамперный переводник (11), который левой резьбой был присоединен к верхнему корпусу (13) присоединительной трубы. При этом, по мере уменьшения веса общей подвески прибавляют его до тех пор, пока подвеска не уменьшится до своего веса, несмотря на ее вытягивание. Далее внутреннее установочное оборудование приподнимают вверх так, чтобы боковые отверстия перепускного клапана (14) уравнились с уровнем отверстий бокового обратного клапана (6). Затем закачкой жидкости в спусковую колонну убеждаются в соответствии отверстий проявлением циркуляции промывочной жидкости.

Далее резким спуском колонны труб, которая жестко соединена с верхней частью бамперного переводника (11), ударяющегося торцовой поверхностью по плашкодержателю (9), при этом низ бамперного переводника за счет сопротивления, создаваемого жидкостью в скважине, перемещается вниз медленней из-за маленьких отверстий (14) перепускного клапана, заклинивает их на эксплуатационной колонне, тем самым плашкодержателем (9) прижимается манжета (10), которой герметично перекрывается межтрубное пространство, центрируется дополнительная перекрывающая колонна относительно эксплуатационной колонны и между ними образуется гладкий переход (воронка), исключая резкие посадки инструментов при дальнейшей эксплуатации скважины».

Рогов Е. А. К вопросу ликвидации прихватов бурового инструмента на подземных хранилищах газа / Е. А. Рогов // Бурение & нефть. – 2015. – № 1. – С. 46-50.

«В процессе строительства скважин на подземных хранилищах газа возникновение прихвата бурового инструмента в результате сальникообразования чаще всего происходит при бурении под эксплуатационную колонну. Механизм возникновения прихвата зачастую сводится к образованию на забое или в кавернах, а также на долоте и замках бурового инструмента слипшихся глинистых частиц из частично размягченных обломков выбуренной или обваливающихся пород, все более уплотняющихся в процессе бурения скважины. В результате физико-химического взаимодействия глинистых частиц друг с другом, стенкой скважины, колонной труб образуется довольно прочный сальник, препятствующий движению бурового инструмента вплоть до полной его остановки, а в ряде случаев мощность и прочность буровой установки не позволяют обеспечить перемещение колонны труб. Образованию сальников также способствуют загрязненность ствола скважины выбуренной породой, бурение без проработок пробуренных интервалов, недостаточная очистка бурового раствора, наличие в скважине каверн, желобов и др. Анализ причин прихватов показал, что сила страгивания бурового инструмента при ликвидации прихвата зависит от множества взаимосвязанных и трудно определяемых на практике факторов, в частности: дифференциального и прижимающего давлений, продолжительности и площади контакта бурового инструмента со стенками ствола скважины и жидкостью ванны, физико-химических свойств бурового раствора, состава жидкостной ванны, залегающих горных пород в стенках, геометрических размеров колонны труб и ствола скважины и т. п.

На рис. 1 представлена схема поперечного сечения зоны прихвата бурового инструмента в скважине. Для страгивания колонны труб необходимо в любой момент времени t воздействия ванны приложить усилие Q на преодоление: веса колонны G под верхней границей зоны прихвата за вычетом архимедовой силы; силы прижатия колонны F_n под действием перепада давления ΔP между жидкостью в скважине P_c и под колонной P_k ; силы взаимодействия труб F_c с сальником.

Исходя из перечисленных выше основных факторов, усилие для освобождения колонны можно представить в виде:
 $Q = G(\mu \sin \alpha + \cos \alpha) + F_n + F_c$, **(1)** где μ - коэффициент трения труб о глинистую корку α - зенитный угол.

В свою очередь силы F_n и F_c определяются по формулам:

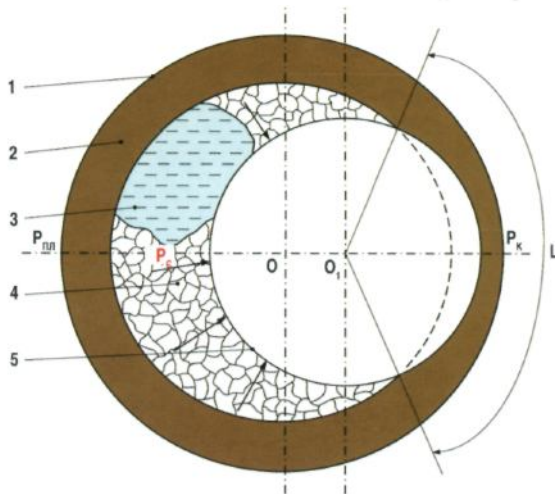


Рис. 1. Схема поперечного сечения зоны прихвата бурового инструмента

1 - стенка скважины; 2 - глинистая корка; 3 - жидкостная ванна; 4 - сальник; 5 - периметр труб в зоне прихвата

$$F_n = \mu \Delta P S_n, \quad (2)$$

$$F_c = \tau_c S_c, \quad (3)$$

где $\Delta P = P_c - P_k$ - прижимающее давление; τ_c - напряжение сдвига на поверхности соприкосновения труб с сальником; S_n - площадь вдавливания труб в глинистую корку, в частности, зависящая от длины дуги L (рис. 1); S_c - площадь контакта труб с сальником».

Довідкове видання

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 3

Українською мовою

Редагування

Л. А. Жолобко

Комп'ютерний набір

Л. М. Локотюк

Комп'ютерна верстка

Ю. В. Кобітович

Відповідальна за випуск

Я. А. Пилип

