

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



Нафтогазові технології

Дайджест



2016



Міністерство освіти і науки України

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

Науково-технічна бібліотека



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 5

Івано-Франківськ

2016

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. 5 / [уклад.
Л. М. Локотош ; ред. Л. А. Жолобко]. – Івано-
Франківськ : НТБ ІФНТУНГ. – 2016. – 72 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних видань «Время колтюбинга», «Бурение и нефть», «Нафтогазова галузь України», «Нефть и газ», «Научные труды», «Управление качеством в нефтегазовом комплексе» за 2015-2016 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, 2016

Зміст

Передмова.....	6
1 Проекти, можливості та перспективи.....	7
2 Техніка і технологія розвитку.....	18
3 Практика застосування.....	38
4 Обладнання та інструменти.....	54

Передмова

Стабільний розвиток нафтогазового комплексу виступає стратегічною метою економічного розвитку і одним з найважливіших факторів економічної безпеки України.

Головною метою розробки стратегії розвитку НГК є визначення засобів і методів максимального задоволення потреб населення, промисловості, сільського господарства у природному, скрапленому газі та нафтопродуктах з урахуванням розвитку національної економіки, можливостей нафтогазовидобувної галузі. З цією метою стратегія передбачає прискорення реконструкції та модернізації виробничих потужностей, поступове впровадження стандартів і норм Європейського Союзу.

Одним із основних напрямів модернізації нафтогазової галузі є досягнення високого рівня ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів за рахунок упровадження енергозберігаючих заходів, сучасної техніки та технологій.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії п'ятий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений за матеріалами журналів «Бурение и нефть», «Время колтюбинга», «Нафтогазова галузь України», «Нефть и газ», «Научные труды», «Управление качеством в нефтегазовом комплексе» за 2015-2016 роки. Подані матеріали допоможуть в освоєнні базових знань при вивченні нафтогазових технологій.

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

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

Проекти, можливості та перспективи

Автоматизація управління ГТС: стан та перспективи розвитку з використанням MES / Ю. В. Пономарьов, М. Г. Притула, О. М. Химко, В. Ф. Чекурін // Нафтогаз. галузь України. – 2015. – № 5. – С. 40-45.

«Сучасний стан автоматизації управління газотранспортною системою України сформувався за останнє десятиліття унаслідок розрізненої автоматизації окремих об'єктів газотранспортної інфраструктури, окремих технологічних процесів чи напрямів управління. Його можна охарактеризувати так: фрагментарний і безсистемний. Такий підхід не передбачає координації дій, спрямованих на автоматизацію різних об'єктів, як і забезпечення взаємодії між системами автоматизації цих об'єктів.

Наслідком цього є інформаційна несумісність окремих технологічних об'єктів і процесів, спричинена відсутністю єдиної науково-обґрунтованої концепції автоматизації управління ГТС та застосуванням інформаційно несумісних засобів автоматизації різних об'єктів. Це істотно ускладнює доступ до технологічної інформації користувачів оперативного та стратегічного рівнів управління.

Усунення інформаційної гетерогенності ГТС та створення централізованої інформаційної системи з можливістю дистанційного доступу до її даних суб'єктів управління з різних рівнів функціональної ієрархії дозволили б значно підвищити керуваність газотранспортної системи, а відтак - і ефективність її роботи.

Проте потрібно підкреслити, що застосування комплексного підходу до автоматизації ГТС (відомого як підхід ТІА), що було б радикальним вирішенням проблеми, потребує не тільки докорінної модернізації усієї газотранспортної інфраструктури, але й запровадження інших технологій менеджменту. Реалізація такого завдання для ГТС України на сучасному етапі потребує занадто великих інвестицій як у розвиток інфраструктури (створення програмно-технічного комплексу для автоматизації

управління від самого початку), так в людські ресурси (підготовка та перепідготовка кадрів). Тому доцільно здійснювати модернізацію управління ГТС поетапно, зі збереженням вже існуючих засобів шляхом автоматизації оперативного управління виробничими процесами із використанням MES. Це забезпечить, принаймні, неперервність інформаційних потоків на вертикалі «керування технологічними процесами - оперативне управління виробництвом - управління бізнес-процесами».

Подібну точку зору висловив представник диспетчерсько-технологічного управління ВАТ «Газпром» Борис Григор'єв. Він зазначив, що Газпром не має єдиного програмного комплексу для автоматизації управління виробничою діяльністю ГТС, який би використовували в усіх дочірніх компаніях, і створювати його недоцільно, оскільки існуючі розрізнені системи функціонують доволі успішно. Виходячи із цього, в компанії продовжують реалізувати проекти, спрямовані на вдосконалення АСУТП із застосуванням SCADA і модернізацію системи управління корпоративного рівня на базі SAP. Забезпечення взаємодії систем АСУТП і ERP планується досягти шляхом побудови системи диспетчерського управління як MES-системи.

Для побудови багаторівневих розподілених систем диспетчерського управління ЗАТ «АтлантикТрансгазСистема» пропонує використовувати систему СПУРТ, що являє собою інтегровану багатофункціональну платформу, яка складається із декількох функціональних модулів: підсистеми реального часу SCADA, підсистеми архівування і диспетчерських задач (MES), підсистеми введення - відображення даних на основі Інтернет, комплексів для математичного моделювання процесів у ГТС, підсистеми підтримки прийняття управлінських рішень, системи виявлення витоків.

Згідно з концепцією, яку реалізує ТЗОВ «Компанія ТЕРСИС», автоматизація виробничої діяльності газотранспортного підприємства - це комплекс взаємопов'язаних задач, який охоплює: комплекс систем диспетчерського управління, засоби контролю показників експлуатації обладнання, системи відбору й аналізу результатів діагностичних обстежень, системи управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання,

засоби для підтримки заходів із підвищення надійності обладнання, засоби для контролю власних ремонтних і аварійних бригад, засоби для контролю й аналізу загальних показників діяльності».

Будівництво нових і технічне переоснащення існуючих ДКС Шебелинського ГКР / Ю. Л. Фесенко, Д. М. Когуч, А. В. Долгополов [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 4. – С. 41-44.

«Для подальшого розвантаження Червонодонецької ДКС із газомотокомпресорами 10 ГКН проводять роботи з будівництва нової ДКС для подачі газу з західної частини Шебелинського ГКР (УКПГ 24, 25, 28) споживачам м. Харкова та у газопровід Шебелинка-Полтава-Київ (ШПК) на Хрестищенську ДКС. На Київській ПГРС завершують спорудження МДКС «Шебелинка-1», а в червні 2011 р. її вводять в експлуатацію, на ній встановлено 4 компресорні агрегати фірми «Ажах» 2804 LE потужністю 600 кВт кожний (рис. 5).



а



***Рис. 5. МДКС
«Шебелинка-1»***

Агрегати дали змогу за двоступеневої схеми перекачувати в середньому 1,2 млн нм^3 /добу газу з вхідними тисками 0,5-0,8 МПа та вихідними до 1,8 МПа. У липні 2011 р. режим роботи був таким: $P_{\text{вх}}$ -0,83 МПа, $P_{\text{вш}}$ - 1,43 МПа з продуктивністю 54 тис. нм^3 /добу (1,3 млн нм^3 /добу).

У жовтні 2012 р. завершено реконструкцію МДКС «Шебелинка-1» і всі 4 агрегати переведено для роботи в один ступінь стиснення.

У табл. 2 наведено режими роботи агрегатів типу «Ажах» 2804 LE в один ступінь стиснення.

У листопаді 2011 р. розглянуто питання про необхідність будівництва 1 ступеня стиснення газу Червонодонецької ДКС, що полягає в:

- забезпеченні сталого видобутку газу у зв'язку з неможливістю його подальшого компримування існуючим парком ГМК 10 ГКН, які морально та фізично застаріли та не забезпечують необхідних технологічних параметрів роботи Червонодонецької ДКС із подальшим зниженням робочих тисків свердловин Шебелинського ГКР нижче 0,6 МПа;
- забезпеченні компенсації та природного падіння видобутку газу з Шебелинського ГКР із поступовим зниженням робочих тисків на вході в Червонодонецьку ДКС до 0,2 МПа.

Таблиця 2 Режими роботи агрегатів «Аїах» 2804 LE

Місяць, рік	$P_{вх}$ МПа	$P_{вих}$ МПа	Кількість працюючих агрегатів «Аїах» 2804 LE	Продуктивність агрегатів «Аїах»		Напряи роботи
				тис. нм ³ /год	млн нм ³ /добу	
10 листопада 2012 р.	0,73	1,39	4	73	1,752	на Хрестищенську ДКС ($P_{вх}=0,7$ МПа)
Грудень 2013 р.	0,68	1,27	4	74	1,776	на Хрестищенську ДКС ($P_{вх}=0,65$ МПа)
Грудень 2014 р.	0,68	1,36	4	70	1,68	на Харків
Серпень 2015 р.	0,7	1,38	4	68	1,638	на Хрестищенську ДКС
Грудень 2015 р.	0,68	1,54	4	65,3	1,567	на Харків
Лютий 2016 р.	0,67	1,51	4	65	1,560	на Харків

Заплановано і в 2013 р. розпочато будівництво 1 ступеня стиснення на Глазунівському проммайданчику, де встановлено три ГПА фірми «Solar» типу «Mars 90» (потужністю 9 МВт) із двома послідовно працюючими нагнітачами. Перший ступінь нової ДКС перекачуватиме газ в кількості до 6,5 млн нм³/добу із вхідним тиском 0,2-0,5 МПа та

тиском на виході - 1,6-1,7 МПа.

Якщо вхідні тиски не менші від 0,5 МПа, то режим роботи забезпечують два ГПА, які в змозі компримувати газ в об'ємі 3,25 млн нм³/добу кожний (разом - 6,5 млн нм³/добу). Якщо вхідні тиски в діапазоні 0,2-0,5 МПа, то режим роботи забезпечують три ГПА, які в змозі компримувати газ в об'ємі 2,17 млн нм³/добу кожний (разом - 4,35 млн нм³/добу).

У червні 2012 р. введено в експлуатацію компресорну установку з двома агрегатами «Taurus-70» (потужність - 7 МВт) фірми Solar II ступеня стиснення газу Червонодонецької ДКС, що дало змогу як стабілізувати та наростити видобуток природного газу з Шебелинського родовища, так і диверсифікувати

потоки розподілу компримованого газу Шебелинського ГКР шляхом його транспортування в магістральний газопровід південного сполучення Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл (із причини обмеження споживання газу Харківським промисловим вузлом у літній період) (рис. 6).



а



**Рис. 6. II ступінь
Червонодонської ДКС**

Загалом застосування II ступеня за обсягів перекачування до 3,0 млн нм^3 /добу дало можливість компенсувати природне падіння видобутку газу з Шебелинського родовища на рівні 80-82 млн м^3 /рік.

Згідно з регламентом, II ступінь ДКС працює тільки у весняно-літній період за схемою: один ГПА в роботі, один у резерві. Добова продуктивність II ступеня при вхідних тисках 1,5-1,6 МПа (тиски після компресорного цеху з ГМК 10 ГКНА) і тиску на виході 5,0 Мпа становила 3 млн

нм^3 /добу. Так, наприклад, під час роботи на I ступені (ГМК 10 ГКНА) з вхідним тиском 0,76 МПа і вихідним 1,52 МПа, з об'ємом 4,62 млн нм^3 /добу (193 тис. нм^3 /год) із них 25 тис нм^3 /год I ступеня подавали у напрямку Хрестищенської ДКС. На II ступені (Solar «Taurus-70») працює один ГПА, який перекачує газ із вхідним тиском 1,52 МПа і вихідним 4,5 МПа, з об'ємом 106 тис. нм^3 /год».

Денисламов И. З. Перспективы интеллектуализации нефтедобывающих скважин / И. З. Денисламов, И. З. Исаев // Время колтюбинга. – 2016. – № 2. – С. 34-39.

«Уровень автоматизации систем сбора и подготовки скважинной продукции, а также проектирования и контроля разработки нефтяных месторождений значительно вырос за последние десять лет. В скважинной добыче нефти интеллектуализация скважин происходит не столь интенсивно, и основ-

ным достижением за этот промежуток времени является успешное внедрение термоманометрической системы (ТМС) на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Датчики давления и температуры в составе комплекса ТМС выполняют важные функции обеспечения работы УЭЦН в оптимальном режиме, а по показанию датчика давления можно косвенно судить о положении динамического уровня жидкости в скважине. Если вопросы безопасной эксплуатации погружного электродвигателя УЭЦН решены весьма успешно с помощью постоянного контроля пороговых величин температуры масла в корпусе двигателя, силы и частоты тока электропитания ПЭД, то динамический уровень жидкости в скважине определяется на нефтяных промыслах примерно так же, как и 20-30 лет назад. С помощью переносных приборов семейства «Микон» или «Судос» с устья скважины создается акустическая волна, по времени прохождения которой двойного пути до уровня и судят о глубине уровня жидкости. Метод является основным в нефтедобывающей промышленности из-за того, что он недорог и прост в осуществлении. В каждый измерительный прибор закладывается скорость движения звука в газовой среде. Величина параметра зависит от состава и давления попутного нефтяного газа (ПНГ). Если рассматривать межтрубное пространство скважины как сепаратор нефти и газа, то расчеты состава ПНГ по методу Д. Л. Катца показывают, что в зависимости от давления над жидкой фазой состав газа может значительно меняться. Изменяется состав попутного нефтяного газа и от скважины к скважине в пределах нефтяного месторождения, поэтому широко используемый метод оценки динамического уровня несет в себе определенную систематическую погрешность, которой можно избежать при эксплуатации интеллектуальной скважины.

Интерпретация данных ТМС по нефтедобывающим скважинам показывает, что плотность нефти с окклюдированным газом в зоне от насоса до уровня жидкости может быть в пределах 405-750 кг/м³. Плотность ПНГ в межтрубном пространстве при высоких давлениях может достигать 40 кг/м³, поэтому плотностная разница между этими разными флюидами

остаётся в самой неблагоприятной ситуации высокой величиной. Этот факт использован для разработки технологии измерения уровня жидкости в межтрубном пространстве (МП), основанной на установке в этой зоне скважины на стационарной основе нескольких датчиков давления (не менее четырёх). Уровень жидкости определяется как пересечение двух зависимостей давления от вертикальной глубины ствола скважины $P = f(H_{\text{верт}})$, полученных по данным датчиков, соответственно в газовой и жидкостной фазах МП. В статье в качестве определяющего параметра при расчете динамического уровня в интеллектуальной скважине рассмотрена величина «скользящего» коэффициента корреляции зависимости $P = f(H_{\text{верт}})$, который рассчитывается по данным ближайших 3—4-х датчиков давления при применении множества датчиков».

Импортозамещение программного обеспечения в нефтегазовом комплексе на принципах системной инженерии. Цель, проблемы и стратегия решения проблем / В. В. Бордюже, Л. И. Григорьев, А. И. Костогрызов, А. А. Нистратов // Упр. качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 4. – С. 38-41.

«Главными целями импортозамещения ПО в приложении к конкретной АС НГК следует считать:

- ♦ достижение требуемой надёжности и своевременности представления информации и реализации технологических операций;

- ♦ обеспечении качества выходной информации, комплексной безопасности и качества функционирования.

Согласно этим целям, в условиях высокой неопределённости функционирования НГК предлагается сосредоточиться на решении ряда проблем, связанных с импортозамещением ПО:

- ♦ формирование достижимых системотехнических требований, обеспечивающих конкурентоспособность конкретных нефтегазовых систем НГК России;

- ◆ обеспечение требуемой надежности и своевременности представления информации и реализации технологических операций;
- ◆ обеспечение качества выходной информации;
- ◆ системный контроль и мониторинг состояния, восстановление нарушаемой целостности, оценка и рациональное управление рисками нарушения комплексной безопасности и качества функционирования АС в целом.

Предлагаемые принципы системной инженерии для решения проблем

Для решения проблем предлагаются следующие принципы системной инженерии.

Принцип системности, предполагающий рассмотрение ПО АС в качестве составляющей единой системы НГК в условиях целенаправленного негативного воздействия со стороны техногенных факторов и злоумышленников, включает, в свою очередь, принципы целенаправленности (система должна реализовывать набор функций, необходимых для соответствия своему целевому назначению), полноты (предполагающий интеграцию существующего научно-технического потенциала, необходимого для обеспечения создания, функционирования и развития системы, подсистем и составных компонентов с задаваемым уровнем качества и безопасности), целостности (предполагающий функциональную связанность элементов при их внутренней структурной независимости в рамках НГК).

Принцип обеспечения надежности, информационной безопасности, непрерывности работы в штатных и критичных условиях.

Принцип контроля достоверности, обеспечения целостности и непротиворечивости информации в АС.

Принцип эффективного управления рисками в жизненном цикле системы (при этом для обоснования допустимых рисков рекомендуется «прецедентный принцип», предполагающий, что в результате моделирования различных произошедших рискованных ситуаций, в т. ч. в системах-аналогах из других сфер

приложения, устанавливаются расчетные значения рисков, которые были свойственны этим ситуациям. Среди них выбирается прецеденты нарушения и сохранения целостности систем или процессов. Значения рисков, свойственные нарушениям целостности, определяются как недопустимые, а меньшие по сравнению с недопустимыми, при которых целостность систем не была нарушена, определяются как допустимые.

Среди последних выбирается уровень допустимого риска, признаваемого таковым по «прецедентному принципу».

Принцип эффективности, реализующий рациональное соотношение между затратами на создание система и целевыми эффектами, включая:

- ♦ обеспечение необходимого качества функционирования ПО АС и непрерывности управления в жизненном цикле системы;

- ♦ обеспечение возможности наращивания функционала АС посредством установки дополнительных программных или аппаратных модулей;

- ♦ мониторинг и контроль состояния с восстановлением нарушений целостности АС;

- ♦ соблюдение обязательств задействованных сторон по обеспечению безопасности, выполнения должностными лицами служебных обязанностей и распределения ответственности в АС».

Кривуля С. В. Перспективи газоносності та особливості геологічної будови глибокозалягаючих горизонтів Шебелинського газоконденсатного родовища / С. В. Кривуля, А. В. Лизанець, М. І. Мачужак // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 3. – С. 7-12.

«В 2003 році проведено сейсмічні дослідження ТЦ ДГП «Укргеофізика» та інтерпретацію нових та раніш побудованих сейсмічних розрізів із використанням методики ПАК (псевдоакустичного каротажу). На картах $V_{\text{пак}}$ виділено та

оконтурено зони розущільнення на різних стратиграфічних рівнях та глибинах.

Шебелинське підняття на рівні нижньо-середньокам'яно-вугільного комплексу має вигляд значної за площею високо-амплітудної брахіантикліналі розміром 35 кмх 11,5 км, що ускладнена крипто-діапіром девонської солі. Об'єктом вивчення на ній були склепінні, крилові та периклінальні блоки, одним із яких є Північно-Шебелинський, на якому пробурено параметричну св. 800.

Таким чином, за тривалий час вивчення глибоких горизонтів на родовищі проведено значний обсяг сейсмічних досліджень та пробурено 11 свердловин завглибшки 4491-6106 м. Буріння майже кожної з них супроводжувалося поглинаннями і численними газо- та нафтопроявленнями, які є прямими ознаками продуктивності розрізу, однак після випробування в експлуатаційній колоні промислових припливів не отримано. Така невідповідність даних буріння свердловин і позитивних даних ГДС результатам їх випробування потребує продовження пошуково-розвідувальних робіт на площі. Тому було запропоновано буріння пошукової св. 888 завглибшки 5750 м на середньо-нижньокам'яновугільні відклади.

Північна частина Шебелинської структури є найбільш припіднятою відносно інших частин площі, що дає змогу вивчати середньокам'яновугільні та верхньосерпуховські відклади на глибинах, що досяжні сучасним бурінням і потребують менших економічних витрат. Це враховували, коли закладали нову св. 888 саме в блоці св. 800. Окрім вигідного структурного фактора, св. 800 має, на нашу думку, й інші переваги серед пробурених свердловин.

Дані зіставлення колекторських властивостей порід, відібраних у глибоких свердловинах родовища, свідчать про те, що пористість пісковиків нижнього карбону у св. 800 вища, ніж в інших свердловинах, але її значення не дає змоги віднести ці породи до порових колекторів. Проведені дослідження складу та структурних особливостей алевро-псамітових, карбонатних та глинистих порід, а також ступені їх катагенетичних перетворень свідчать про те, що катагенетичне перетворення порід,

розкритих св. 800, дещо «слабше», ніж порід такого ж стратиграфічного рівня, що розкриті св. 600, а тим більше св. 200, 500 та 704. Це пояснюється їх більшою віддаленістю від соляного діапіру і підтверджується характером зростання пластової температури з глибиною, яке зафіксовано в св. 200,300,500-800. Однак ступінь катагенетичних перетворень відкладів, що розкриті св. 800, все ж таки достатньо значний. Так, відклади горизонту С-5-8 вже видозмінені до стадії катагенезу МК₅.

Породи, представлені в керні св. 800, мають велику кількість відкритих, як правило, субвертикальних тріщин. Саме після розкриття бурінням таких тріщинуватих порід спостерігалися значні поглинання бурового розчину. Характер проявлення тріщинуватості, численні поглинання бурового розчину в зонах тріщинуватості та наявність мікроштриховок і фігур вдавлення на поверхнях мікротріщин із реліктами жильної кальцитової мінералізації по них, а також наявність фігур регенерації і травлення кварцових зерен по тріщинах, які виявлені під час електронно-мікроскопічного вивчення порід, свідчать про природне походження відкритих тріщин».

Пріоритетні напрями актуалізації системи стандартизації в нафтогазовій галузі / О. М. Ковалко, П. М. Хомик, А. В. Андрієвський, М. В. Трусова // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 2. – С. 5-8.

«З огляду на загальний стан системи стандартизації в нафтогазовому комплексі, потрібно зазначити, що на сьогодні вона створює умови для модернізації технологічної бази нафтогазового комплексу, підвищення якості продукції, економічної та енергетичної ефективності, збереження ресурсів та екологічної безпеки.

Через деякі економічні чинники та зниження рівня фінансування робіт із розроблення національних стандартів та нормативних документів рівня підприємств відбувається відставання у забезпеченні нафтогазового комплексу нормативними документами міжнародного рівня. Разом з тим інтелектуальний потенціал нафтогазової промисловості та її інвестиційні можли-

вості дають змогу забезпечити необхідні умови для скорочення розриву між національними та міжнародними стандартами, а також для оновлення системи нормативних документів, необхідних для виконання цілей, зазначених у Енергетичній стратегії України на період до 2030 року.

Зі створенням єдиного ринку в Європі та початком процесу приєднання ряду нових країн до Європейського Співтовариства Євросоюз сьогодні має найбільші регіональні інституції зі стандартизації у світі. Три європейські установи визнані як провідні у сфері добровільних технічних стандартів, а саме: Європейський комітет зі стандартизації (CEN), Європейський комітет із електротехнічної стандартизації (CENELEC) та Європейський інститут телекомунікаційних стандартів (ETSI). Директивою 98/34/ЕС «Європейського парламенту та Європейського Співтовариства про процедуру надання інформації у галузі технічних стандартів та регламентів, а також правил надання послуг в інформаційному суспільстві» визнано зазначені установи як такі, що мають право на розроблення стандартів в окремих сферах. Значна кількість стандартів розробляється спільно з Міжнародною організацією зі стандартизації (ISO) або Міжнародною електротехнічною комісією (IEC).

Діяльність CEN сфокусовано на розробленні широкого спектра стандартів EN, зокрема у сфері будівництва та цивільної інженерії, хімії, охорони довкілля, техніки безпеки, охорони праці тощо. Також розробляються нормативні документи у сфері альтернативних джерел енергії та біопалива».

Техніка і технологія розвитку

Богданов Р. К. Некоторые пути повышения интенсивности разрушения горных пород алмазными коронками / Р. К. Богданов, А. П. Загора, М. В. Супрун // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2016. – № 1. – С. 7-13.

«Алмазная буровая коронка является чутко реагирующим на изменение условий бурения породоразрушающим инстру-

ментом. Разнообразие геолого-технических условий, особая чувствительность алмазов к условиям разрушения забоя горных пород предопределяет наличие большого многообразия конструкций алмазных коронок, правильный выбор которых во многом определяет эффективность бурения.

Научно-обоснованное проектирование алмазного породоразрушающего инструмента возможно только при условии всестороннего изучения процесса взаимодействия его с горными породами.

Как известно, породоразрушающая часть алмазной буровой коронки представляет собой металлокерамическую матрицу, состоящую из материала матрицы и размещенных в нем алмазов. Практика алмазного бурения показывает, что не может быть создана одна универсальная матрица, обеспечивающая получение высоких результатов при бурении в породах с различными физико-механическими свойствами. При нормальной работе коронки материал матрицы должен изнашиваться несколько быстрее алмазов. Если материал матрицы перестанет изнашиваться или будет изнашиваться слишком медленно, то бурение замедлится или даже прекратится после незначительного износа алмазов. Если при бурении материал матрицы будет изнашиваться слишком быстро, то алмазы обнажатся и выпадут из нее, не успев износиться.

Поскольку разные горные породы обладают различной способностью изнашивать короночную матрицу, нормальная работа коронки будет обеспечена только при правильно подобранной матрице. Поэтому специализированные матрицы коронок должны быть разработаны применительно к группам пород, близких по способности изнашивать матрицы.

Одним из важнейших конструктивных параметров коронки является профиль ее породоразрушающей части (матрицы), который влияет как на эффективность разрушения породы и удаление шлама с забоя скважины, так и на размещение алмазов на рабочем торце инструмента и технологичность его изготовления.

Несмотря на большой объем выполненных работ, возможности совершенствования алмазного породоразрушаю-

щего инструмента, в том числе специального, на научном, конструкторском и технологическом уровне далеко не исчерпаны. Алмазное бурение с использованием как природных, так и синтетических алмазов, и их композиций в сложных горно-геологических условиях сопровождается аномальным износом породоразрушающей части инструмента и недостаточно эффективным использованием подводимой к забою энергии.

Анализ работ показал, что при бурении одинарными колонковыми снарядами только 18-23% коронок имеют равномерный износ, а 50-60% снимается с работы из-за образования канавки по торцу матрицы.

Совершенствование алмазного бурового инструмента вызывает необходимость решения контактных задач взаимодействия его с забоем скважины с целью углубления представлений о механизме разрушения пород, что является теоретической базой для разработки научных основ не только конструирования, но и эксплуатации алмазного бурового инструмента.

Таким образом, целью работы является установление факторов, обуславливающих аномальный износ матриц буровых импрегнированных коронок, и методы их устранения, а также изучение возможности повышения эффективности разрушения горных пород за счет варьирования твердости материала матрицы».

Гурбанов А. Н. Технологии подготовки газа и газового конденсата к транспорту на морских месторождениях / А. Н. Гурбанов // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2016. – № 1. – С. 35-40.

«В системе промысловой подготовки газа для борьбы с технологическими осложнениями применяются различные ингибиторы индивидуального действия, а именно: для осушки гликоля; для предупреждения гидратообразования, в основном, метанол, водные растворы хлорида кальция; против солеотложения - ГМФН, реагент А-4 и различные его модификации, поверхностно-активные вещества и др.

Опыт эксплуатации установки комплексной подготовки газа показал, что применение нескольких ингибиторов индивидуального действия усложняет схемы промышленной подготовки газа и повышает энергозатраты на процесс.

До последнего времени для осушки природного и компримированного газа на нефтегазодобывающих промыслах Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики (ГНКАР), в частности, широко применялся триэтиленгликоль.

Триэтиленгликоль, являясь хорошим абсорбентом, имеет ряд технологических и технических недостатков: сложность регенерации водных растворов, повышенная вязкость и температура замерзания, высокая стоимость, токсичность, дефицитность, кроме того он, в основном, изготавливается за рубежом, что требует больших валютных затрат на закупку и доставку его на промысел.

Целью исследований является разработка новой композиции ингибитора комплексного действия для повышения качества обрабатываемого газа, упрощения технологической схемы установки и предотвращения промышленных осложнений.

Изложение основного материала. Для разработки новых композиционных ингибиторов на основе местных нефтехимических продуктов, были отобраны образцы различных химических реагентов и в лабораторных условиях были проведены экспериментальные исследования по определению их основных физико-химических и технологических показателей.

Результаты экспериментов показали, что среди исследуемых реагентов для осушки газа, предотвращения гидратообразования и солеотложения, наиболее эффективным является композиция ингибитора, создаваемая на основе монопропиленгликоля (МПГ), пилпропилен-гликоля, сульфонола и лигносульфоната.

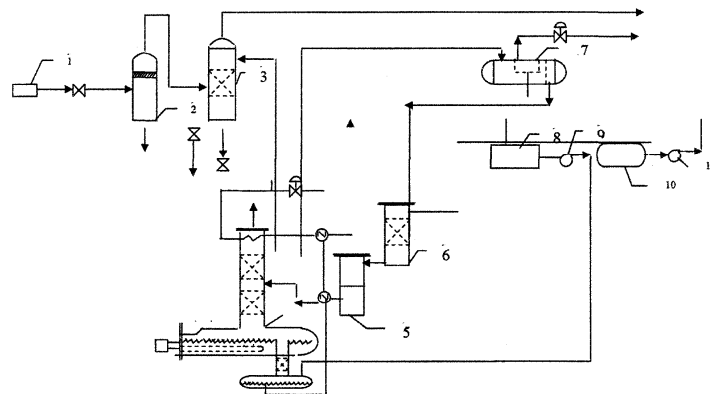
Состав и основные физико-химические показатели комплексного абсорбента приведены ниже:

агрегатное состояние коричневая жидкость

монопропиленгликоль (МПГ), % масс.	90 - 92,0
полипропиленгликоль (или метанол) % масс.	5 - 7,0
лигносульфонат (ЛС)	0,5 - 1,0
сульфонол	0,05 - 0,1
вода	остальное
плотность при 20 С, кг/м	1025 - И 03 0
вязкость при 20° С, мм ² /с	20 - 26
температура застывания, °С	минус 65 - 68
температура начала кипения,	185
среда, рН среды	7,0 - 7,1».

* * *

«Технологическая схема промышленной установки осушки газа показана на рис. 3. Для проведения опытных испытаний установка была заполнена 10 тоннами композиции на основе монопропиленгликоля.



1 – компрессорная станция; 2 – сепаратор; 3 – абсорбер; 4 – блок регенерации гликоля;
5 – механический фильтр; 6 – угольный фильтр; 7 – емкость для свежего гликоля;
8 – емкость для насыщенного гликоля; 9 – насос; 10,11 – теплообменники

Рисунок 3 - Технологическая схема установки осушки газа в НГДУ им. Н. Нариманова

При испытании монопропиленгликоля установка осушки газа имела следующие технологические параметры:

Производительность установки по газу, млн. м ³ /сут.	1,8 - 2,2
Давление газа на входе абсорбера, МПа	5,3 - 5,5
Давление газа на выходе	5,1 - 5,3

из абсорбера, МПа	
Температура газа на входе абсорбера, °С	15 - 17
Удельный расход гликоля, подаваемого в абсорбер, кг/1000 м ³ газа	20 - 25
Температура регенерации насыщенного гликоля, С	130 - 145

В ходе испытания были определены следующие параметры: давление, температура процесса осушки, количество абсорбента, впрыскиваемого в газовый поток, концентрация насыщенного композиции, производительность установки по газу, температура регенерации, общие потери композиции в системе и др».

Караев И. П. Методика разработки концептуальных схем обустройства нефтегазовых месторождений арктического шельфа / И. П. Караев, Ф. Д. Мирзоев, О. Л. Архипова // Науч. труды. – 2015. – № 3. – С. 58-65.

«Известно, что организация работ по обустройству и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений зависит от наличия технических средств, технологий и сооружений, апробированных в отечественной и зарубежной практике. Успешность такой организации работ может быть обеспечена правильностью определения приоритетности развития науки и техники в области морского нефтегазопромыслового строительства.

Следует отметить, что отправными точками такой концепции должны являться перспективные на нефть и газ шельфовые участки морей, классифицированные по начальным суммарным запасам ресурсов углеводородов и очередности их разведки и разработки. Поэтому, на первом этапе необходимо дать рекомендации по технической обеспеченности отдельных участков шельфа в зависимости от тех или других типов мор-

ских нефтегазопромысловых инженерных технических средств и сооружений, а также от их функционального назначения.

Для упрощения подачи этих рекомендаций и исключения многократных повторений названия каждого типа морского нефтегазопромыслового сооружения используется общепринятая классификационная схема, приведенная в работе. При разработке рекомендаций легко будет использовать классификационную схему, т. к. в ее основу положены функциональные назначения сооружений (поисково-разведочное или эксплуатационное бурение). Степень технической доступности перспективных на нефть и газ участков шельфа также будет разделена на две стадии освоения углеводородных ресурсов.

Известно, что методы проведения поисково-разведочных работ зависят от гидрометеорологических условий, т.к. наличие ледовой обстановки требует создания специальных технических средств, исполненных в ледостойком варианте. Кроме того, на типы технических средств влияет также глубина воды над нефтегазоносными участками. Поэтому на стадии концептуальных исследований достаточно районировать шельф только по двум гидрометеорологическим условиям (ледовая обстановка и глубина воды) и определить типы инженерных сооружений, необходимых как для поисково-разведочного, так и для эксплуатационного бурения.

На следующем этапе можно определить состояние апробированности предлагаемых типов сооружений и в зависимости от этого предложить приоритетные направления развития работ в области морского нефтегазопромыслового инженерного строительства.

Следует иметь в виду, что за исключением западной части Баренцева и восточной части Черного морей на российском шельфе практически незамерзающих акваторий нет. Поэтому основные технические средства для освоения углеводородных ресурсов России должны быть созданы в ледостойком исполнении. Это - одно из главных концептуальных направлений развития науки и техники в данной области. Кроме того, различные участки рассматриваемых морей (в особенности арктических) не равнозначны и существенно отличаются

своими природными условиями. На некоторых из них поиск и добыча углеводородов не представляет особых трудностей - для этого имеется необходимая техника и технология. На других же участках шельфов природные условия настолько сложны, что работы на них по освоению природных богатств могут быть развернуты только в отдаленном будущем - после создания принципиально новых технических средств и технологий. В связи с этим возможность ведения работ на нефть и газ в тех или иных акваториях должна быть определена дифференциально».

Коновалов Н. П. Технологии получения новых нефтяных и гибридных связующих из сырьевых компонентов / Н. П. Коновалов, А. П. Горохов, О. И. Дошлов // Бурение & нефть. – 2015. – № 12. – С. 29-30.

«Каменноугольные и нефтяные пеки - это гетерогенные материалы, отличающиеся своей природой происхождения, для их совмещения требуется дополнительное оборудование. При циркуляционном перемешивании каменноугольного и нефтяного пеков необходимо применять метод обработки СВЧ-энергией, которую предлагается использовать для нагревания и размягчения сырьевых компонентов. Нагрев в СВЧ-поле происходит за счет диэлектрических потерь в материале. Взаимодействуя с веществом, эти поля влияют на движение полярных групп, что приводит к преобразованию СВЧ-энергии в тепло. Электромагнитное поле СВЧ способно проникать на значительную глубину, которая зависит от свойств материалов. Применение микроволновой энергии для получения гибридного пека способствует образованию мезофазы. Для решения технических задач смешения (рис. 1) исходных сырьевых компонентов используем технологию гидродинамической кавитационной обработки, которая обеспечивает смешение пеков различной природы в гомогенную массу.

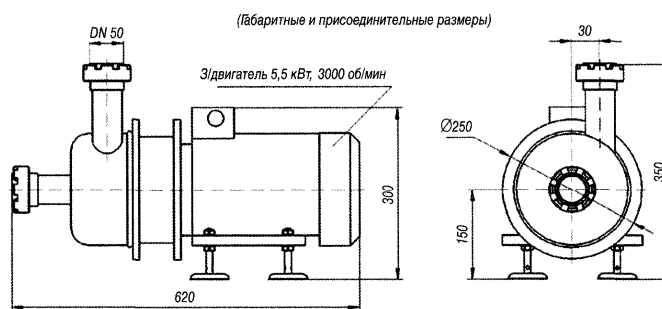


Рис. 1. Схема диспергирования

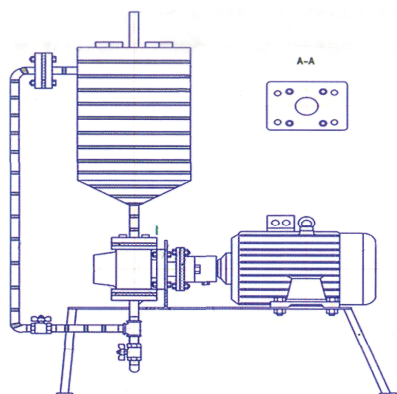


Рис. 2. Экспериментальная установка по получению ГПК

Применение диспергатора в узле смешения способствует не только образованию гомогенной массы, но и мезофазы. В ходе приготовления ГПК циркуляционным перемешиванием и нагреванием микроволновой энергией происходит образование активных центров между наполнителем НК и связующим

материалом ГПК. Образование мезофазы

и гомогенной массы обеспечивает качество электродов на основе пеко-коксовых композиций.

В ходе проектирования экспериментальной установки (рис. 2) и получения связующего материала ГПК для анодов нового поколения планируются активные взаимодействия с промышленными потребителями, что позволит создать продукт, максимально отвечающий требованиям к анодной массе алюминиевого производства, географическая близость производителей и потребителей альтернативного связующего позволит разработчикам продукта осуществлять полный научный контроль жизненного цикла связующего - от производства до конечного потребления».



Магадова Л. А. Исследование и разработка состава для глушения и промывки скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД) / Л. А. Магадова, М. А. Черыгова // Время колтюбинга. – 2016. – № 2. – С. 67-71.

«Известно, что АСПО, являясь сложной дисперсной системой, представленной парафинами, смолами и асфальтенами в нефтяной фазе, растворяются в углеводородных растворителях в соответствии со своей природой и свойствами растворителя. Исследуемый АСПО характеризуется высоким суммарным содержанием смол и асфальтенов - 9,41% мае, и относится к асфальтеновому типу (соотношение Парафины/(Смолы+Асфальтены) < 0,9). Как известно, доля ароматического углерода в асфальтенах значительно превышает долю алифатического, поэтому наиболее эффективные растворяющие свойства по отношению к исследуемому АСПО показал Нефрас А 130/150 с содержанием ароматических углеводородов более 50%. Нефрас А 130/150 также показал достаточно высокую растворяющую способность по сравнению с диспергирующей, что немаловажно для обработки призабойной зоны пласта, так как разрушение АСПО будет заключаться в основном в их растворении, при этом количество образующегося осадка (диспергированных отложений) минимально.

Добавление оптимального количества Нефрас А 130/150 в ПСЖГ, содержащего подобранную композицию ПАВ, позволяет достигнуть хорошую отмывающую способность состава.

Таким образом, в результате проделанных исследований был разработан нефилтрирующийся состав полисахаридной жидкости для глушения и промывки скважин при АНПД, обладающий эффективной отмывающей способностью по отношению к исследуемому АСПО.

Основным критерием успешности промывки скважины с АНПД является наличие циркуляции. Если при закачке промывочной жидкости в затрубное пространство создается гидростатическое давление столба жидкости, превышающее пластовое, то происходит «поглощение» жидкости в пласт, что приводит к неэффективности технологической операции.

Проблема отсутствия циркуляции при промывке скважин с АНПД является актуальной задачей и требует разработки новых технологических решений. Предложена технология промывки скважин с АНПД с предварительной закачкой блокирующей пачки ПСЖГП непосредственно перед обработкой. Блок-пачка перекрывает интервалы перфорации и не позволяет промывочной жидкости проникать в пласт с низким пластовым давлением (рис. 4).

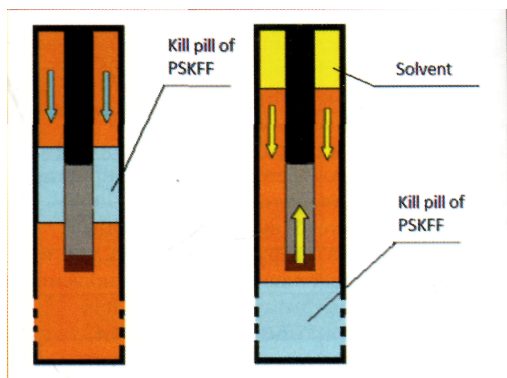


Рисунок 4 - Принципиальная схема применения блокирующего состава ПСЖГП

В результате использования блок-пачки при данной технологической операции происходит восстановление циркуляции на скважинах с «поглощением». Разработанный состав ПСЖГП обладает высокой отмывающей способностью по отношению к АСПО, поэтому при использовании его в роли блок-пачки позволит отмывать от отложений АСПО зону в интервале перфорации.

В качестве растворителя для промывки скважины предложено использование исследованных в данной работе нефтяных растворителей, показавших максимальных отмывающий эффект:

- Нефрас А 130/150;
- Нефрас С4 150/200;
- Бензин 58/207;
- Растворитель Н-А.

При выборе оптимального растворителя также нужно руководствоваться его доступностью и экономической целесообразностью.

Также возможно использование водного раствора ПАВ в качестве удалителя АСПО. Предложено использование

подобранного в данной работе комплекса ПАВ, показавшего максимальный отмывающий эффект по отношению к исследуемому АСПО».

Результаты апробации и перспективы внедрения технико-технологического комплекса термогазового и водогазового воздействия для разработки трудно-извлекаемых запасов в условиях импортозамещения / В. И. Грайфер, В. И. Дарищев, А. И. Ахмадейшин, К. А. Бугаев // Упр. качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 4. – С. 32-33.

«Сегодня огромный потенциал углеводородных ресурсов баженовской свиты используется малоэффективно. Накопленный опыт свидетельствует, что применение традиционных способов разработки позволяет извлечь всего 3~5% запасов нефти, содержащихся в поровом пространстве. По оценкам специалистов, геологические ресурсы нефти баженовской свиты, составляют более 100 млрд. тонн.

В предшествующие 8 лет специалистами ОАО «РИТЭК» совместно с партнерами выполнен значительный объем научных и промысловых исследований, запатентован новый отечественный термогазовый способ (ТГВ) освоения залежей баженовской свиты.

Данная разработка предложена в качестве альтернативы технологии гидравлического разрыва пласта, широко применяющейся за рубежом для освоения сланцевых отложений. Отечественный термогазовый способ освоения залежей баженовской свиты позволяет вовлечь в эффективную разработку дренируемую и матричную часть залежи баженовской свиты. Кроме того, возможно получение синтетической нефти из керогена в условиях, создаваемых при ТГВ.

Технология ТГВ создана на основе интеграции тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи, реализуется посредством закачки в пласт воздуха и воды под высоким давлением. Впервые в мировой практике при реализации метода увеличения нефтеотдачи используется важная

энергетическая особенность значительной части месторождений Западной Сибири — высокая пластовая температура и давление. Данные условия обеспечивают безопасную реализацию процесса и внутрислового генерацию высокоэффективного вытесняющего газового агента, содержащего в основном азот, диоксид углерода и легкие фракции нефти.

Существенной отличительной особенностью внутрислового окислительных процессов в породах баженской свиты является то, что в качестве топлива при реализации данных процессов будет преимущественно использоваться кероген, что значительно сокращает потребление легкой нефти при осуществлении горения.

Для реализации технологии ТГВ на первом этапе создан опытный участок на Средне-Назымском месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре. Участок состоит из пяти скважин, одной нагнетательной (№ 219) и четырех добывающих (№ 3000, 3001, 3002, 401Г). Комплекс оборудования установки ТГВ состоит из компрессорной станции БКС 1000/350, включающей компрессорные машины зарубежного производства, насосной станции на базе АНТ российского производства, а также систем контроля ТГВ, включающих поточные датчики-газоанализаторы АКПМ и ГАММА-100 и хроматографическое оборудование российского производства. Следует отметить, что компрессорное оборудование зарубежного производства является более конкурентоспособным в сравнении с российскими аналогами. При этом возможна замена данного оборудования компрессорными станциями, изготовленными в России.

Всего за период опытно-промышленных работ (ОПР) в скважину № 219 закачано более 7 млн. нм^3 воздуха и 5000 м^3 воды, получены результаты, подтверждающие теоретические основы применения ТГВ:

- ◆ оценка дополнительной добычи нефти, полученной в ходе проведения исследований — 23 тыс. т;
- ◆ увеличение доли азота и углекислого газа, а также отсутствие кислорода в добываемых газах;

- ◆ увеличение газового фактора в 2-3 раза за счет доли углеводородных газов;
- ◆ увеличение пластового давления с 15 МПа до 20~25 МПа;
- ◆ значительное снижение плотности и вязкости нефти; изменение состава нефти в сторону увеличения содержания легких фракций.

В ходе ОПР проведены исследования различных режимов воздействия на пласт, циклического термогазового воздействия, модернизированы системы контроля и мониторинга за процессом, оценены возможности дальнейшего повышения эффективности технологии и используемой техники.

В настоящее время на данном участке планируется бурение специальной скважины для отбора керна и смещения очага окисления».

Результаты ОПИ по технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в РУП "ПО "Белоруснефть" / Н. А. Демяненко, С. Д. Ключков, М. И. Галай [и др.] // Время колтюбинга. – 2016. – № 1. – С. 14-23.

«На текущий момент большинство открытых нефтяных и газовых месторождений как РУП «ПО «Белоруснефть», так и многих нефтегазодобывающих компаний Российской Федерации и других стран, обеспечивающих основную добычу углеводородного сырья, вступили в последнюю стадию разработки. Для этой стадии характерна высокая степень обводненности добываемой продукции, низкая рентабельность работы добывающего фонда скважин и всей системы сбора и подготовки нефти. Степень выработки запасов достигает 70-90% и более. В то же время, несмотря на значительную выработку, еще достаточно большие объемы извлекаемых запасов углеводородов находятся в разрабатываемых залежах. Для активизации выработки этих запасов нефтегазодобывающие компании внедряют различные дорогостоящие технологии. При этом в ряде случаев в условиях пластов весьма

неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам как по площади, так и по разрезу, для получения положительного результата в виде увеличения дебита скважин по нефти требуется адресное воздействие на конкретные зоны или слабо выработанные интервалы залежей. С этой целью нами разработаны оборудование и технология, позволяющие создавать в пределах низкопроницаемых, слабо выработанных и слабо дренируемых разностей пород-коллекторов на разных уровнях систему (сеть) глубокопроникающих каналов фильтрации. Фактически происходит формирование системы сбора пластового флюида в низкопроницаемых разностях пород-коллекторов. Радиально выполненные, по отношению к стволу скважины глубокопроникающие каналы фильтрации позволяют многократно увеличить площадь фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины.

Технология является альтернативой технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами зарезки и направлена на:

- улучшение гидродинамической связи скважины с низкопроницаемыми зонами и пропластками продуктивного пласта;
- увеличение приведенного радиуса скважины;
- получение связи ствола скважины с удаленными, слабо выработанными зонами пласта.

Пионером и единственной компанией, на сегодняшний день владеющей правами на подобную технологию, является компания Radial Drilling Services (RDS, США)».

* * *

«**Установка СВП1** (рис. 1) предназначена для доставки компоновки гидромониторного размыва к отклоняющему башмаку внутрискважинной компоновки и обеспечения закачки по ГНКТ рабочей жидкости (в т. ч. 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.

Комплект ПВО (рис. 3) предназначен для герметизации устья скважины в процессе работы установки СВП1, рассчитан на рабочее давление - 35 МПа.

Желоб направляющий (рис. 3) предназначен для



Рисунок 1 - Установка для струйного вскрытия пласта СВП1

направления гибкой трубой к устью скважины.

Компоновка для размыва состоит из рукава высокого давления, закрепляемого на ГНКТ. Низ рукава высокого давления оснащается гидромониторной насадкой. В основном применяются гидромониторные насадки с четырьмя размывающими и шестью реактивными отверстиями.



Рисунок 2 - Внутрискважинная компоновка

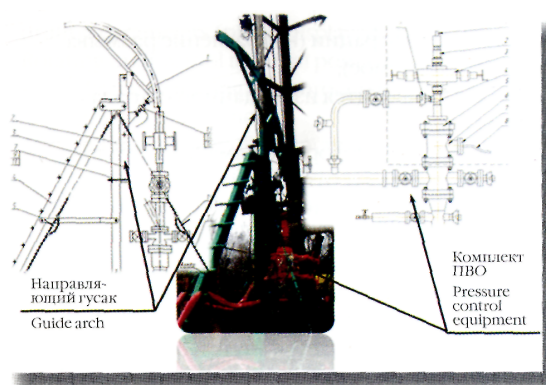


Рисунок 3 - Устьевое оборудование

На данный момент опытно-промысловые испытания (ОПИ) технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации проведены на 6 скважинах. В процессе ОПИ

технология отработывалась по двум основным элементам, которые выполняются последовательно:

1. Отработка технологии и технологических режимов сверления отверстий в эксплуатационной колонне с помощью скважинного блока сверления.
2. Отработка технологии и технологических режимов создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации на различных уровнях по стволу скважины».

Сас В. Н. Концептуально новая высокoeffективная ингибирующая композиция "Ингидол" для бурения в активных глинистых отложениях / В. Н. Сас, Р. О. Кожевников, И. В. Панов // Бурение & нефть. – 2015. – № 12. – С. 48-51.

«Для преодоления недостатков, свойственных различным типам ингибирующих добавок, был разработан реагент «Ингидол», который является одним из немногих ингибиторов на российском рынке, сочетающим в себе положительные качества органических и неорганических ингибиторов.

Введение «Ингидола» в глинистый буровой раствор совершенно безопасно и не нарушает устойчивость системы. Наоборот, «Ингидол» характеризуется умеренным разжижающим действием в буровых растворах с высоким содержанием коллоидной фазы.

Главное предназначение «Ингидола» - использование в качестве ингибитора набухания активных, гигроскопичных, интенсивно набухающих глин и для предотвращения сальникообразования при бурении в верхних интервалах скважин, сложенных глинами раннего и среднего литогенеза (до 2500 м).

«Ингидол» можно использовать в пресных, минерализованных и соленасыщенных буровых растворах – ограничений по совместимости с природой бурового раствора нет.

«Ингидол» экологически безопасен (4-й класс опасности), после его применения не требуется специальных мер по утилизации отработанного раствора и сточных вод.

Новая модификация реагента «Ингидол Б» содержит псевдокатионные третичные амины, которые могут протонироваться в интервале $\text{pH} = 7 - 10$, приобретая положительный заряд, и адсорбироваться на глинистой поверхности, предотвращая ее гидратацию. Эти амины являются «псевдокатионными», так как не имеют постоянного положительного заряда. Их молекулы находятся в равновесии с протонированной формой. При повышении $\text{pH} > 10$ все молекулы аминов становятся электронейтральными. Компоненты композиции аминов отличаются только углеводородными радикалами, которые преимущественно можно отнести к олефиновому ряду (алкиленовые радикалы). Ароматические радикалы в составе аминов отсутствуют.

На первом этапе исследований было изучено сравнительное влияние полигликолей (ПГ), гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости (ГКЖ) и «Ингидола» неэффективную вязкость глинистой суспензии. Введение ПГ в интервале концентраций до 1,5% мас. индифферентно к реологическим свойствам суспензии, в то время как ГКЖ заметно повышает вязкость системы. При использовании «Ингидола» даже в низких концентрациях (менее 1 % мас.) вязкость суспензии понижается, что способствует увеличению глиноемкости бурового раствора.

Аналогичным образом исследовали влияние ингибирующих добавок на структурные свойства глинистой суспензии. Установлено, что «Ингидол», в отличие от ПГ и ГКЖ, существенно понижает предел прочности структуры системы (CHC_1), поэтому использование «Ингидола» оптимизирует гидравлические параметры промывки скважины (повышается выносящая способность бурового раствора, улучшается очистка ствола скважины от выбуренных частиц, снижается доля застойных зон и пр.).

На втором этапе исследований для определения ингибирующих свойств на тестере линейного набухания были проведены испытания исходного модельного глинистого бурового раствора и глинистого раствора с добавкой «Ингидола Б» в концентрации 2%. Для приготовления суспензии

использовался бентонит марки ПБМБ Зырянского месторождения, не содержащий полимеров. Модельный буровой раствор содержал 7% бентопорошка по массе. Для исключения изменения свойств бурового раствора в него был введен бактерицид «Биоцидол» в концентрации 0.01%. Температура бурового раствора при тестировании составила 24 °С.

Эффективная технология ликвидации заколонных перетоков в нефтяных и газовых скважинах

/ И. Б. Буркинский, Ю. А. Балакиров, В. Н. Бровчук, Я. М. Бойко // Время колтюбинга. – 2015. – № 4. – С. 58-61.

«Перед выполнением работ по созданию технологических отверстий проводится расчет параметров резки. Расчет на основе параметров скважины и эксплуатационной колонны определяются гидравлические сопротивления, расход технологической жидкости, рабочие давления, время резки, диаметр и количество насадок на гидropескоструйном перфораторе.

В лубрикаторе собирают компоновку низа колонны (КНК), которая включает: насадку, обратный клапан, перфоратор, механический разъединитель. Элементы компоновки имеют диаметр 54 мм, применяемая гибкая труба - диаметр 38 мм. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн для вскрытия данной компоновкой - 89,102,114 мм. Для эксплуатационных колонн большего диаметра рекомендуется использовать гидropескоструйный перфоратор диаметром от 73 мм. Данная КНК спускается в скважину и устанавливается на необходимой глубине с учетом удлинения гибкой трубы от давления в процессе резки и собственного веса. Производится расстановка спецтехники (блендер, насосные агрегаты), обвязка устья скважины нагнетательными и реверсивными линиями и опрессовка оборудования и трубопроводов на 1,5-кратное давление от ожидаемого рабочего давления. Приготовление технологической жидкости - песконосителя - производят непосредственно перед выполнением работ по ГПП.

В процессе проведения работ технологическая жидкость

поступает в блендер, где производится ее смешивание с кварцевым песком. Оптимальная концентрация песка в смеси находится в пределах 40-60 кг/м³. Далее рабочая смесь с помощью насосного агрегата через гибкую трубу доставляется до перфоратора. При этом для обеспечения качественного вскрытия необходимо соблюдать расход рабочей смеси, определенный предварительным расчетом. Выходя с высокой скоростью через насадки перфоратора, пескожидкостная струя вскрывает стенку обсадной колонны, а затем вымывает каверну в цементном камне и горной породе, создавая при этом каналы, связанные с зонами заколонных перетоков. После выполнения необходимого количества резок производится полный вымыв песка из ствола скважины. Затем КНК поднимается на поверхность и заменяется насадкой-пером для последующего

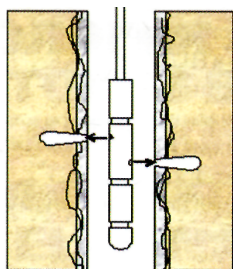


Рисунок 1 – Создание технологических отверстий с помощью ГПП
Figure 1 – Creation of perforations using the hydraulic jet perforator

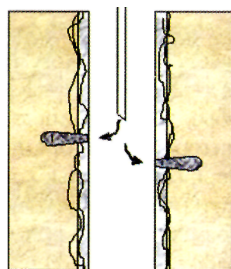


Рисунок 2 – Закачка изоляционного состава
Figure 2 – The injection of insulating composition

проведения изоляционных работ.

Для создания технологических отверстий использовали гидropескоструйный перфоратор (рис. 1 и 2)

После производства ГПП и создания отверстий для выбора и закачки изоляционного материала приступают к нагнетанию вибрационного водоизоляционного

материала до насыщения в созданных отверстиях с помощью ГПП».

Практика застосування

Актуальність упровадження автоматизованих систем управління виробничими процесами в газовидобувних підприємствах України / Ю. Л. Фесенко, С. В. Кривуля, О. М. Шендрик, П. А. Мілашенко // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 4. – С. 6-9.

«Для кожного виробництва існує свій набір технологічних алгоритмів організації та керування виконавчими процесами, який враховує не тільки специфіку самої технології, а й структуру підприємства. Тому перший рівень MES-системи завжди буде унікальним технічним рішенням і від його досконалості залежатиме ефективність всієї системи. Створення цього рівня є базовим завданням для підвищення ефективності виробництва загалом.

У газотранспортній промисловості України вже здійснюють роботи зі створення MES-систем для автоматизації газотранспортної системи.

ГПУ «Шебелинкагазвидобування» також тривалий час веде роботи із розробки та впровадження програмних засобів для обслуговування виробництві у різних службах та напрямках. Створено такі програмні комплекси:

- Ask - для обліку газових потоків газовидобувних об'єктів підприємства та споживачів;
- «Рапорт» - для формування геологічних баз даних про параметри роботи свердловин;
- Finexpert - для бухгалтерського обліку матеріальних активів підприємства;
- «Автотранспорт» - для організації роботи цеху автотранспорту та інші програми та бази даних для обслуговування потреб цехів, служб і відділів ГПУ «Шебелинкагазвидобування».

У співпраці з УкрНДІгазом проводяться роботи зі створення автоматизованих систем відбирання газу із свердловин, які покликані стати тим кластером MES, який би дозволив отримувати базові масиви даних про роботу свердловин для забезпечення виробничої діяльності з видобування газу. Аналіз цих

даних дав би змогу оперативно та більш ефективно систематизувати роботу з розробки родовищ, обслуговування фонду свердловин та впровадження заходів із інтенсифікації припливу вуглеводнів.

Під час створення першого рівня MES («Enterprise-Control System Integration») було розроблено, досліджено та запатентовано технології, необхідні для організації роботи автоматизованих систем відбирання газу в умовах змінних параметрів роботи свердловин.

У Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України» розроблено єдиний підхід до створення сучасних автоматизованих систем управління технологічними процесами, який дає можливість забезпечити уніфікацію всіх кластерів автоматизації технологічних об'єктів компанії. Відповідно до вимог цього документа розробляють структуру та апаратне виконання автоматизованих систем відбирання газу зі свердловин.

Дослідження роботи свердловин на пізніх стадіях розробки газоконденсатних родовищ підтвердили необхідність постійного моніторингу параметрів роботи свердловин та вчасного ефективного керування процесами відбирання газу як визначального фактора стабілізації дебітів свердловин та збільшення терміну їх експлуатації. Це особливо актуально під час активної модернізації дотискувальних компресорних станцій для забезпечення роботи свердловин із низькими тисками відбирання газу (до 0,2-0,4 МПа).

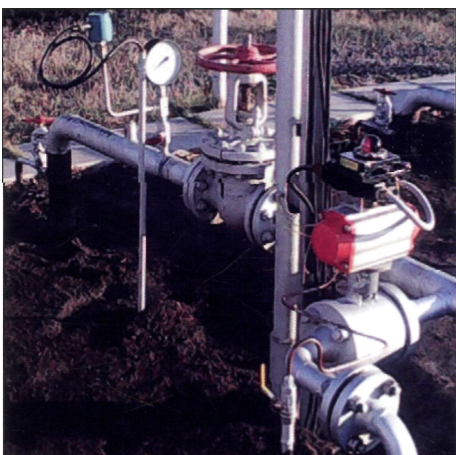


Рис. 1. Автоматичний комплекс контролю параметрів та відбирання газу свердловини на УКПГ7.

На сьогодні в ГПУ «Шебелинкагазвидобування» вже впроваджують автоматизовані системи контролю та керування

процесом відбирання газу зі свердловин (рис. 1). На установці комплексної підготовки газу (УКПГ) 7 Шебелинського ГКР реалізовано пілотний проект такої системи. Вона забезпечує поточний моніторинг індивідуальних дебітів за допомогою цифрових багатопотокових замірних ділянок. Система обладнана запірними органами, що керуються програмним пакетом SCADA, який був розроблений для керування роботою низькодебітними свердловинами».

Булатов А. И. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов // Бурение & нефть. – 2015. – № 12. – С. 15-19.

«Некачественное цементирование скважин может быть причиной неправильной оценки перспектив разведываемых площадей, появления «новых» залежей нефти и, особенно, газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифообразования, газонефтеводопроявлений. Это один из наиболее опасных видов осложнений, часто переходящий в аварии. Перетоки флюидов - обычное явление. Как далеко заходят эти процессы, пока точно неизвестно - таких экспериментов специально не ставят. Но, очевидно, очень далеко.

Самыми яркими примерами (а сколько их осталось за официальным кадром!) этих сложнейших и невероятно дорогостоящих аварий служат месторождение Шебелинка, Украина, и месторождение Памукское, Узбекистан; в последнем случае аварийное фонтанирование скважины и борьба с фонтаном предварялись перетоком газа из продуктивного пласта во все проницаемые вышележащие пласты; начали фонтанировать структурные скважины, пробуренные до бухарских пластов (палеоген). Пришлось бурить наклонную скважину для установки ядерного заряда, взрывом которого был ликвидирован и фонтан, и перетоки газа.

Но не всегда эти осложнения происходят по нерадивости, халатности исполнителей. У них подчас нет даже представления, что определяет качество крепи нефтяных и газовых скважин.

Когда бурят, о крепи не думают, и никаких документов, обязывающих хотя бы думать на эту тему, нет. Весь же процесс бурения должен быть подчинен требованиям создания приемлемых условий для сооружения герметичной крепи. Ведь только герметичная крепь обеспечит стабильную работу эксплуатационных скважин и охрану недр. Нужен ствол определенной конфигурации, близкой к цилиндру, а не ствол, травмированный желобами, кавернами, характеризующийся наличием подверженных гидроразрыву при малых перепадах давления пластов - в идеале эти пласты надо изолировать перед цементированием. Как? Кое-чего специалисты добились. Цементирование должно быть заключительным аккордом, к которому бы готовились и подготавливались в процессе бурения, ствол скважины приводили в порядок, а не использовали его для сокрытия всех недостатков бурения по принципу: концы в воду.

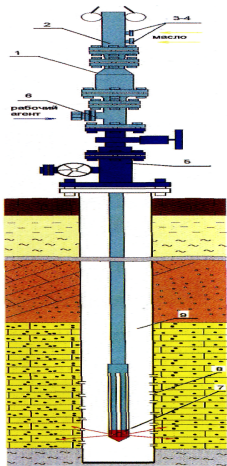
Несмотря на многолетнюю мировую практику крепления скважин тампонажными (в основном, портландскими) цементами, очень мало известно о формировании заколонного цементного кольца. Это объясняется недоступностью визуального или приборного исследования изучаемого объекта, а также сложностью процессов, происходящих в заколонном пространстве, начиная с момента вытеснения бурового раствора тампонажным (гидродинамика), перемешивания, оставления в покое и в процессе его дальнейшего твердения (физикохимия явлений). При формировании цементного камня происходят взаимосвязанные и взаимообусловленные процессы».

Войтенко В. С. Реанимация отработанных нефтяных месторождений: проблемы и решения / В. С. Войтенко, С. С. Новиков // Время колтюбинга. – 2016. – № 2. – С. 42-49.

«Генератор силовых волн, смонтированный на устье скважины, по волноводу (НКТ, которые позволяют создавать неразрывный поток жидкости при любых ее уровнях в сква-

жине), заполненному технологическим раствором (рабочим агентом), посылает волну сжатия заданной направленности.

Рисунок 1 -Схема монтажа генератора упругих волн УГСВ-3



1. Корпус генератора;
2. Гидромолот (пневмомолот);
- 3-4. Линии подачи - сброс масла, воздуха со станции управления;
5. Устье скважины;
6. Подача рабочего агента от ЦА-320; ЦЫ-10;
7. Контейнер-отражатель;
8. Зона перфорации;
9. Волновод (НКТ).

Сформированная волна проходит по волноводу, разворачивается на отражателе и попадает в пласт. Она продвигается по пласту одновременно с жидкостью, которая подается цементировочным агрегатом. Обработка пласта может производиться либо снизу вверх, либо сверху вниз с интервалом (шагом) 0,5-1,5 метра. После обработки, как правило, скважина какое-то время очищается, так как волна отслаивает продукты загрязнения из призабойной зоны и с внутренней поверхности обсадной колонны.

Хорошее акустическое согласование жидкостного волновода со спущенным отражателем и обрабатываемым коллектором способствует высокому коэффициенту полезного воздействия на продуктивный пласт. Потери на затухание волны при этом не превышают 10-12% на километр скважины.

На третьем заключительном этапе производится анализ и оценка эффективности выполненных работ с назначением (при необходимости) дополнительных исследований.

К преимуществам метода воздействия силовыми волнами можно отнести следующие:

- простоту оборудования;
- несложность монтажа из-за размещения

оборудования на устье скважины;
противофонтанную безопасность
(оборудование можно монтировать на ПВО
(противовыбросовое оборудование) или на
перфорационную задвижку);

- увеличение приемистости и улучшение свойств коллекторов в несколько раз, что приводит к увеличению дебитов флюидов;

- возможность ввода скважины в эксплуатацию сразу после обработки пласта, не извлекая отражатель;

- равномерную обработку волнами всего коллектора, а при работах по интенсификации притока кислотами и т. д., обеспечение их проникновения во все участки интервала перфорации (в отличие от гидроразрыва);

- очистку внутренней поверхности НКТ во время обработки, в результате этого обеспечивается хорошее прохождение приборов ГИС (геофизических исследований) при контроле над разработкой месторождений;

- отсутствие высоких давлений в скважине и нежелательных побочных явлений;

- возможность (в отличие от всех других способов) включения «в работу» всей толщи продуктивного пласта.

Традиционные методы увеличения дебита скважин хорошо известны: гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин и т. д., однако эти методы имеют или высокую стоимость и сложную технологию, или предъявляют высокие требования к объекту воздействия».

Инновационный метод закачивания интеллектуальных скважин с возможностью повторного проведения ГРП (Mongoose Multistage Unlimited) / А. В. Байрамов, Ф. В. Беляев, М. Vos [и др.] // Время колтюбинга. – 2016. – № 1. – С. 24-31.

«Особенности технологии Mongoose Multistage Unlimited. Спуск колонны ГНКТ позволяет использовать пробку/пакер многократной установки для ГРП и скользящие муфты

GripShift™, сдвигаемые механически. Пакер многократной установки сдвигает на каждой стадии скользящую муфту в положение «открыто» и изолирует целевой интервал в ходе производства гидроразрыва. Данная комбинация позволяет отказаться от прокачиваемых пробок и шаров, сдвигающих муфты.

Муфты GripShift системы Mongoose Multistage Unlimited спускаются при заканчивании скважины и устанавливаются в компоновку хвостовика на запланированных глубинах проведения ГРП. Такие скользящие муфты, сдвигаемые механически, можно цементировать вместе с хвостовиком, таким образом, нет необходимости устанавливать заколонные пакеры для разобщения интервалов ГРП. Муфты GripShift



Рисунок 2 - Сдвижная муфта ГРП GripShift в закрытом состоянии



Рисунок 3 - Сдвижная муфта ГРП GripShift в открытом состоянии

имеют такой же внутренний диаметр и прочностные характеристики, как и сам хвостовик, и поставляются с верхним переводником для удобства установки в компоновку хвостовика: нижний конец - ниппельная резьба, верхний - муфтовая.

Уникальная пробка/пакер многократной установки для ГРП Mongoose Multistage Unlimited имеет три основные функции:

- изоляция интервала гидроразрыва от низлежащих зон;
- механический сдвиг скользящих муфт в положение «открыто»;
- удержание изолирующей компоновки на месте в процессе закачки жидкости разрыва или пескоструйной перфорации.

Пакер имеет автоматический механизм с байонетным пазом, который позволяет позиционировать, сдвигать и устанавливать инструмент в следующем интервале за счет прямолинейного движения ГНКТ вверх или вниз».

* * *

«Контролируемая (управляемая) оптимизация заканчивания многостадийного ГРП по технологии Mongoose Multistage Unlimited.

Технология контролируемой оптимизации заканчивания многостадийного ГРП заключается в процессе мониторинга давления и температуры на забое скважины при последовательном выполнении стадий ГРП в режиме реального времени.

Для оптимизации метода заканчивания многостадийного ГРП для конкретного месторождения и пласта необходим систематический подход к заканчиванию, который позволяет с уверенностью делать сравнения скважин между собой. Вам необходимо стабильное выполнение ГРП от стадии к стадии и замеренные забойные данные по обработкам, что позволяет лучше понимать свойства пласта, скважину, а также оценивать результаты стимуляции.

Это означает, что вы не можете по-настоящему оптимизировать традиционные заканчивания по технологии Plug&Perf, установки пакера в открытом стволе или использования сдвижных муфт с шарами, потому что неизвестно, сколько трещин ГРП создается, куда они распространяются и сколько проппанта находится в каждой из них. Даже если вы знаете, то не можете воспроизвести то же самое заканчивание скважины, так как изменчивое давление инициации трещин ГРП исключает возможность управления процессом развития трещин и движения проппанта в ту или иную трещину. Вы также не получаете забойных данных, если только не спустите в скважину дорогостоящую систему мониторинга.

С помощью системы точечного ГРП Multistage Unlimited вы можете оценить, где иницируются трещины ГРП и сколько точно проппанта закачивается в каждую трещину ГРП.

Независимо от того, какие параметры обработки вы изменяете, - расстояние между стадиями ГРП, геометрию трещины ГРП, тип проппанта, концентрацию проппанта, жидкость ГРП, скорость закачки - вы всегда можете оценить, как повлияли данные изменения, потому что закачку ГРП в пласт

можно с высокой степенью уверенности спроектировать, проанализировать и повторить на следующих ГРП».

***Комплексный подход к проведению МГРП на ГНКТ
/ С. А. Ковалев, М. А. Князев, Р. Ф. Шарипов,
Н. В. Паршин // Время колтюбинга. – 2016. – № 1. –
С. 32-35.***

«Несмотря на непростую ситуацию в нефтегазовой отрасли в целом, на рынке наблюдается увеличение спроса на операции многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Если говорить о России, то поскольку МГРП представляет собой одну из наиболее передовых и эффективных технологий для горизонтальных скважин, число которых растет из года в год, возрастает и востребованность этого метода в нашей стране. Подобная интенсификация пласта крайне необходима как для получения достаточного дебита на новых скважинах, так и продления срока эксплуатации старых скважин на зрелых нефтегазовых месторождениях.

В 2015 году компаниями РИТЭК и Weatherford был установлен новый рекорд отечественной нефтегазовой отрасли - они первыми в России за одну спускоподъемную операцию (СПО) успешно провели 16-интервальный гидроразрыв пласта с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Операцию выполнили на одной из скважин месторождения имени Владимира Виноградова в Ханты-Мансийском автономном округе за одну СПО общей продолжительностью 11 дней.

Перед компаниями стояла задача провести МГРП в горизонтальном участке длиной 1424 м на глубине 2392 м. Всего было закачано 960 тонн проппанта, а расстояние между портами составляло 80-90 м.

К реализации этого проекта компания Weatherford подошла комплексно, поэтому к работе были привлечены представители сразу нескольких департаментов: Заканчивание скважин (предоставили хвостовик для МГРП и обеспечили услуги сопровождения по его спуску), Гидроразрыв пласта, Внутрискважинные работы на ГНКТ и через НКТ (предоставили

забойное оборудование, в том числе пакер ReelFrac™). Кроме того, при проведении 16-интервального ГРП были использованы технологии, которые позволили в разы сократить сроки введения скважины в эксплуатацию. При выполнении операций по заканчиванию скважин применили:

- пакер ReelFrac, активируемый рабочей колонной ГНКТ;
- ◆ механически управляемые муфты ГРП ZoneSelect™

monobore для многостадийного гидроразрыва пласта.



Такое оборудование позволяет проводить за одну спуско-подъемную операцию практически неограниченное количество стадий МГРП. После проведения ГРП на первой зоне пакер ReelFrac деактивируется с помощью автоматизированного механизма J-slot, а вся компоновка забойного оборудования перемещается до следующего порта, при этом при ее перемещении с помощью механического инструмента переключения происходит активация (открытие) порта ГРП. Пакер активируется ниже вновь открытого порта для отсечения ранее обработанных интервалов.

Преимущество использованной технологии заканчивание и ГРП ZoneSelect monobore по сравнению с другими состоит в использовании механически управляемых муфт, которые имеют равнопроходной диаметр по всей длине колонны и позволяют изолировать отдельные порты без применения тампонажных материалов. В дальнейшем эти порты можно открывать повторно. Оборудование также позволяет проводить и другие операции на отдельных интервалах, в том числе и повторные ГРП. Данное технологическое решение позволяет снять ограничения по размерам наружного диаметра применяемых геофизических каротажных приборов, что упрощает проведение исследований и существенно повышает их информативность».

Проблемные аспекты бурения с отбором керна на месторождениях нефти и газа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / Р. У. Сираев, С. А. Сверкунов, А. Г. Вахромеев [и др.] // Бурение & нефть. – 2015. – № 12. – С. 24-27.

«Анализ результатов отбора керна по четырем вертикальным скважинам приводит нас к выводу о технической возможности гарантированного выноса керна не ниже 90%. Сложнее геологические условия отбора керна в наклонных стволах. По данным ГИС, субвертикальная трещиноватость ($>80'$), как открытая, проницаемая, так и закрытая, сомкнутая или залеченная, сечет субгоризонтальные системы каверн под углами, близкими к 90. И под острым углом к этим двум взаимно-перпендикулярным системам анизотропии, каверново-трещинной пустотности бурится наклонный пилотный ствол с отбором (рис. 3 - 5).

Объективные (природные) причины снижения выноса керна из анизотропно-трещиноватых карбонатов верхнего протерозоя-риффея:

- Высокая хрупкость карбонатного, неравномерно окремененного керна в целом;
- Низкая механическая прочность трещиновато-кавернозных зон, являющихся основным объектом лабораторных исследований.

Факторы снижения геологической информативности керна:

- Отсутствие возможности отбора полноразмерных образцов из-за раздробленности керна (рис. 3-5).
- Отсутствие естественных фильтрующих трещин с сохраненной природной апертурой - отсюда снижение достоверности результатов лабораторных исследований.
- Риск получения некорректных оценок проницаемости, остаточной нефтенасыщенности, пустотности (кавернозной и трещиноватой) керна.

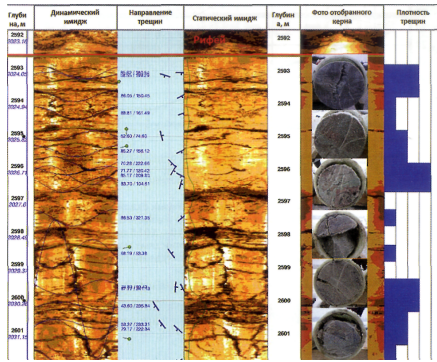


Рис. 3. Сопоставление трещиноватое™, поданным ГИС (UBI), с трещиноватостью, наблюдаемой в керне (фото). Наклонный ствол, ЮТ НГКМ, карбонатный рифей

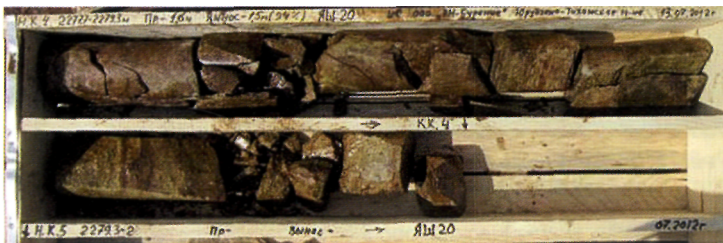


Рис. 4. Керн из вертикальной поисковой скважины. Наблюдается субвертикальная трещина, позже выявленная по данным акустических имиджеров (UBI, Sonic Scanner). Карбонатный рифей, ЮТ НГКМ

Инженерное сопровождение процесса отбора керна предполагает научно-практическое изучение диапазона применимости наиболее современного оборудования. Важную роль играют экспериментальный подбор бур-головок, выбор режимов бурения с отбором керна, регулировка КОС и наработка комплекса однозначных критериев принятия решения «Стоп» и «Подъем». Данные по отбору керна в разведочных скважинах укладываются в закономерность - после вскрытия рифея проходка на рейс кратно снижается. Колебания длины рейса не превышают 6,0 - 6,5 м, при длине КОС 14 м. И зависят, главным образом, от степени трещиноватости отбираемых карбонатных пород, а также от угла простирания трещиноватости, вскрываемой скважиной при бурении. Эта зависимость также наблюдается в шести пробуренных наклонных пилотных стволах (рис. 3, 5), отражая геологические особенности объекта отбора керна - анизотропно-трещиноватых кавернозных доломитов рифея.

Для оптимизации режимов бурения с отбором керна на Юрубчено-Тохомском НГКМ бурильные головки проектируются с учетом гидравлической программы проводки скважин. В дополнение к моделированию гидравлики бурильной головки с синтетическими поликристаллическими алмазами (PDC) оптимизируется процесс удаления шлама с забоя. Важно учесть возможное падение расчетного расхода промывочной жидкости при вскрытии зон поглощения, типичных для каверново-трещинного коллектора рифея: а) 100% циркуляция; б) потеря до 40% от расчетного расхода (рис. 6).

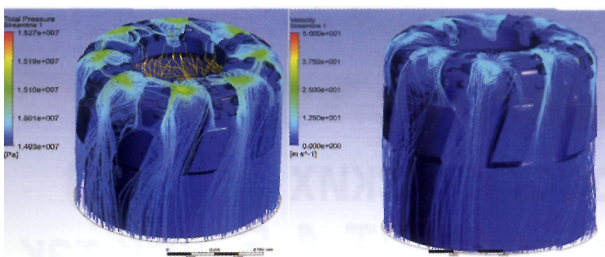


Рис. 6. Для оптимизации режимов бурения с отбором керна на ЮТ НГКМ бурильные головки проектируются с учетом гидравлической программы проводки скважины

Комплексный подход к техническим и технологическим вопросам в цикле отбора керна при вертикальном и наклонно-направленном бурении рифейских карбонатных пород-коллекторов обеспечивает в итоге решение важнейших геологических задач как поисково-разведочного, так и эксплуатационного циклов изучения и освоения нефтегазового месторождения».

Результаты промышленных испытаний технологии очистки буровых растворов на поличастотном грохоте МВГ / А. Ф. Булат, В. Г. Шевченко, Г. А. Шевченко, Б. В. Бокий // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2016. – № 2. – С. 72-80.

«На буровой К-160 «Володарская-2» ПАО «Шахта им. А. Ф. Засядько» (пос. Ольшаны, Дергачевский р-н, Харьковская обл.) проведены промышленные испытания технологии

очистки бурового раствора на вибрационном поличастотном грохоте МВГ 1.0 с площадью просеивающей поверхности 0,9 м² (далее, грохоте МВГ 1.0).

Показатели очистки бурового раствора на грохоте МВГ 1.0 сравнивались с показателями работы стационарного оборудования для очистки, установленном на буровой К-160, состоящем из двух однотипных вибросит Brandt, песко- и илоотделителей Brandt и центрифуги ОГШ 490У-01. На каждом из вибросит Brandt установлены по четыре карты 3-х слойных стальных сит общей площадью просеивающей поверхности 2,0 м² (на первом с размером ячейки 151,5 мкм, на втором - с размером ячейки 192,4 мкм). Во время сравнительных испытаний буровой раствор очищался только на первом вибросите Brandt. В песко- и илоотделителях Brandt, состоящих из батарей гидроциклонов, происходит отделение частиц, соответственно, по крупности 50 и 25 мкм.

Грохот МВГ 1.0 с эффективной площадью просеивающей поверхности 0,9 м² был установлен в технологическую цепочку стационарного оборудования буровой для очистки бурового раствора, параллельно основным аппаратам (рис. 4). Также как и на виброситах Brandt очистка бурового раствора на грохоте МВГ 1.0 осуществляется на колеблющихся ситовых поверхностях. Отличие между виброситами Brandt и грохотом МВГ заключается в различной конструкции их просеивающих поверхностей, интенсивности и характере их колебаний. На грохоте МВГ возбуждаются поличастотные колебания просеивающих поверхностей с ускорениями в сотни м/с, что позволяет осуществлять эффективное выделение твердых частиц на ситах с ячейкой от 20 мкм.

На вибросите Brandt разделение происходит на четырех картах 3-х слойных стальных сит, сложных в изготовлении и, поэтому, относительно дорогостоящих. Процесс разделения частиц на поличастотном грохоте МВГ осуществляется на многослойных ситах, состоящих из опорного стального сита с крупной ячейкой и тонкого сита для разделения. Опорное сито стационарно устанавливается на рабочем органе грохота с натяжением и не меняется при изменении крупности

разделения, а тонкое - свободно без натяжения укладывается на опорное и подлежит замене при изменении крупности разделения. Отсутствие растягивающих напряжений позволяет увеличить долговечность тонкого сита и, кроме того, использовать относительно недорогие полимерные сита, изготовленные из тонких полимерных нитей (лески). В качестве тонких сит для разделения на грохоте МВГ могут применяться сита капроновые и полиамидные, ситоткани, сита тканые нержавеющей. В качестве опорных сит используются сетки тканые нержавеющей с большой ячейкой (10-20 мм). Для защиты тонкого сита между опорным и тонким ситом укладывается полимерное сито с большей, чем у тонкого сита ячейкой (от 1 мм).

При испытаниях, для регулирования крупности выделяемых из бурового раствора породных частиц и сравнения технико-экономических показателей очистки со стационарным оборудованием, на грохоте МВГ устанавливались полиамидные сита из стандартных ситотканей с размерами ячеек 150, 100, 80, 56 и 25 мкм, что, в том числе, соответствует крупности разделения на вибросите (151,5 мкм), песко- и илоотделителе Brandt (соответственно 50 и 25 мкм).

Регулирование производительности и качества очистки на грохоте МВГ осуществлялось за счет изменения угла наклона короба, а, следовательно, и просеивающей поверхности грохота к горизонту. При испытаниях устанавливались отрицательные по отношению к выгрузке из грохота углы наклона просеивающей поверхности к горизонту, равные $-2,5$; -8 и -12° .

Подача бурового раствора в грохот МВГ для очистки осуществлялась погружным шламовым насосом из питающей емкости первого вибросита Brandt. Оптимальная производительность подачи бурового раствора насосом устанавливалась исходя из минимальных потерь раствора в выделенном надрешетном продукте. Поэтому, в каждом опыте производительность подачи уменьшалась, до тех пор, пока не устанавливалась минимальная влажность надрешетного продукта (шлама), которая уже не изменялась при дальнейшем сни-

жении производительности. Очищенный буровой раствор, прошедший через сито грохота МВГ (подрешетный продукт), сливался в емкость с очищенным раствором; надрешетный продукт (шлам) - по желобу сбрасывался в шламонако-питель.

Качество очищенного бурового раствора оценивалось: по изменению удельного веса раствора подаваемого на очистку, после очистки на грохоте МВГ и на вибросите Brandt; по полевому анализу проб надрешетного продукта (шлама), выделенного из раствора на грохоте МВГ; по реологическому анализу бурового раствора до и после очистки на грохоте МВГ и оборудовании Brandt.

Испытания проводились в три этапа:

1. На первом этапе испытаний оценивалась возможность доочистки бурового раствора на грохоте МВГ на сите 25 мкм, предварительно очищенного на стационарном оборудовании буровой, в том числе, с очисткой на центрифуге ОГШ 490У-01. В этих испытаниях буровой раствор подавался в грохот МВГ шламовым насосом из емкости с очищенным буровым раствором, т.е. с теми техническими характеристиками, с которыми он подается в скважину при бурении.

2. На втором этапе определялась технологическая возможность очистки бурового раствора и возможность улучшения его качества в процессе забуривания на забой (расширения скважины). Буровой раствор из скважины подавался в грохот шламовым насосом из питающей емкости вибросита Brandt.

3. На третьем этапе испытаний определялась технологическая возможность очистки бурового раствора и возможность улучшения его качества в процессе бурения забоя. Буровой раствор из скважины подавался на грохот шламовым насосом из питающей емкости вибросита Brandt».

Обладнання та інструменти

Білінський Й. Й. Новий ультразвуковий метод вимірювання витрат плинних середовищ / Й. Й. Білінський, М. В. Гладишевський // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 2. – С. 35-39.

«Існує велика кількість витратомірів, які використовують для комерційного і технологічного контролю потоків рідин, газу та пари. Широкого застосування на сьогодні отримали камерні, турбінні, вихрові, ротаційні, змінного перепаду тиску, ультразвукові витратоміри. Аналіз науково-технічної та патентованої літератури показує, що переважна більшість витратомірів має ряд спільних недоліків, до яких відносять низьку чутливість у момент спотворення потоку, достатньо велику зону нечутливості, високу чутливість до зміни геометрії вимірювальних перетворювачів, залежність від складу газового або рідинного середовища, високу вартість.

Останнім часом широкого застосування набувають ультразвукові витратоміри (УЗВ), які, незважаючи на очевидні переваги, мають також і свої недоліки.

За результатами аналізу сучасних УЗВ, їхніх конструктивних особливостей встановлено, що переважна більшість лічильників, побудованих за різницеvim принципом (вимірювання параметрів ультразвукової хвилі за та проти потоку), використовує часовий або часово-частотний метод вимірювання. Крім того, відомі лічильники, в основі роботи яких лежить ефект Доплера. Але найбільшого застосування набули часово-імпульсні УЗВ, основною перевагою яких є проста конструктивна реалізація, завдяки якій не спотворюються потоки рідини або газу. Але часовий метод вимірювання не завжди задовольняє поставлені вимоги й, незважаючи на очевидні переваги, має практично такі ж недоліки, про які було сказано вище. Окрім того, часово-імпульсні чи частотні витратоміри застосовують, як правило, для вимірювання витрат у трубопроводах великого діаметра. А в трубопроводах малого

діаметра або в хордових каналах мають достатньо велику зону нечутливості.

Метою нашої роботи є розроблення нового ультразвукового методу вимірювання витрат плинних середовищ, який забезпечує нижчий поріг чутливості вимірювання швидкості плинних середовищ і може бути покладений в основу УЗВ для малого діаметра трубопроводів.

У роботі запропоновано ультразвуковий амплітудно-частотний метод вимірювання швидкості потоку, який базується на використанні ближньої зони ультразвукового перетворювача, тобто на визначенні останнього дифракційного максимуму ближньої зони. Такий підхід дає можливість зменшити зону нечутливості і тим самим підвищити точність вимірювання.

Як зазначається в роботі, для акустичних хвиль, що поширюються в плинному середовищі, швидкість (швидкість звуку) викликана поширенням поздовжніх хвиль й представляється як зміна тиску в середовищі. Оскільки швидкість плинного середовища є набагато менша, ніж швидкість звуку в ньому, то поширення акустичних хвиль описується як флуктуація тиску P від статичного тиску P_s (тиск без поширення акустичних хвиль). Зміна тиску в результаті поширення хвилі в точці визначається як тиск звуку:

$$p(x, t) = P - P_s \quad (1)$$

Величина звукового тиску представлена як ефективний звуковий тиск:

$$P_B = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T p^2(t) dt} \quad (2)$$

Акустичні хвилі, викликані змінами об'єму, описуються зміщенням d невеликого об'єму середовища в точці $x(x, y, z)$ у вигляді:

$$p = -K \nabla d, \quad \nabla = \left(\frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z} \right) \quad (3)$$

де $id=(\xi, \zeta, \eta)$ - вектор зміщення і K - об'ємний модуль пружності середовища. Підставивши це в рівняння Ейлера, яке є рівнянням руху для нев'язкої рідини, і використовуючи відношення $\partial(\nabla d)/\partial t = \nabla u$ (де u - вектор швидкості частинок рідини від поширення звукової хвилі), отримаємо:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{K}{\rho} \Delta p, \Delta = \nabla \cdot \nabla \quad (4)$$

Це рівняння називається рівнянням хвилі і показує, що p поширюється зі швидкістю хвиль c :

$$c = \sqrt{\frac{K}{\rho}} \quad (5)$$

Для одновимірних хвиль, що поширюються в напрямку x , рівняння (4) буде мати загальний вигляд:

$$p(x, t) = F(t - x/c) + G(t + x/c) \quad (6)$$

Перший і другий члени рівняння (6) представляють хвилі, що рухаються за потоком та проти потоку відповідно. Хвиля, що рухається за потоком з амплітудою A та початковою фазою φ_{0+} , представлена як:

$$p_+(x, t) = A_+ \sin(2\pi ft - kx + \varphi_{0+}) \quad (7)$$

де f та k - це частота (кількість осциляцій на одиницю часу) та номер хвилі (кількість осциляцій на довжину одиниці). Залежність між f та c представлена як:

$$c = \frac{\omega}{k} \quad (8)$$

Таким чином, $\varphi = \omega t - kx + \varphi_0$ називається фазою, і хвиля забезпечує таке ж значення для цієї ж фази навіть у різні моменти t та на позиціях x . Відстань поширення хвиль протягом одного циклу ($\Gamma = 1/f$)

$$\lambda = cT = \frac{c}{f} \quad (9)$$

і називається довжиною хвилі.

Зміщення частинок рідини або газу в результаті поширення хвилі для одновимірних хвиль описується

$$\xi(x, t) = \xi(t - x/c), \quad (10)$$

швидкість частинок рідини визначається як:

$$u(x, t) = \frac{\partial \xi}{\partial t} = \frac{d\xi}{d(t - x/c)} \quad (11)$$

Тоді рівняння 1.3 для звукового тиску матиме вигляд:

$$p(x, t) = -K \frac{\partial \xi}{\partial x} = \frac{K}{c} \frac{d\xi}{d(t - x/c)} \quad (12)$$

Як і в попередньому рівнянні, звуковий тиск і швидкість частинок рідини або газу в точці завжди є в пропорційній залежності та однаковій фазі для одновимірних хвиль. Відношення тиску до швидкості частинок ρc називається акустичним імпедансом і визначається як:

$$Z = \frac{P}{u} = \rho c \quad (13)$$

На рис. 1 показано ультразвукову хвилю, сформовану періодичними осциляціями дископодібного

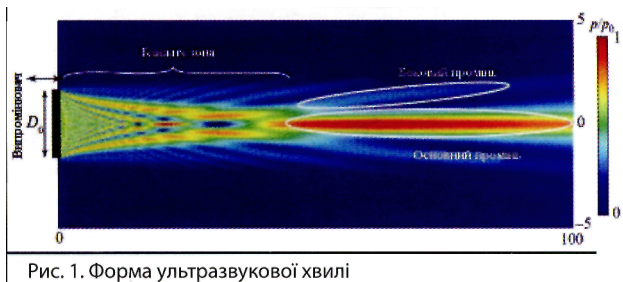


Рис. 1. Форма ультразвукової хвилі

випромінювача діаметром D_0 , яка представлена в роботі. Зображене поле звукового тиску є числовим відображенням рівняння хвилі (4). Акустичні хвилі, генеровані випромінювачем, розглядаються як група сферичних хвиль, генерованих численними джерелами звуку вздовж пластини. Поблизу випромінювача розташована так звана ближня зона, складне звукове поле формується в результаті інтерференції хвиль. Далі від випромінювача звуковий тиск поступово стає стабільним і створює променеподібний розподіл із більш високою направленою когеренцією; цей променеподібний розподіл звукового тиску називається основним променем. Віддалено від основного променя відповідно утворюються більш високі звукові тиски, так звані бокові промені.

Розподіл звукового тиску в ультразвуковому промені сформований випромінювачем уздовж центральної осі поширення \mathcal{E} , наводиться як:

$$p / p_0 = 2 \sin \left\{ \frac{\pi}{\lambda} \left[\sqrt{(a^2) + \xi^2} - \xi \right] \right\} \quad (14)$$

Рівняння показує, що зміна звукового тиску залежить від довжини хвилі λ та радіуса випромінювача a .

Вплив інтенсивності поперечних коливань на динамічний стан бурильної колони / П. І. Огородніков, В. М. Світлицький, О. О. Іванків, А. Я. Польовий // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 3. – С. 13-15.

«Під час взаємодії шарошкового долота з вибоєм, особливо за умов буріння у твердих породах, на колону бурильних труб, окрім статичних сил, впливають і змінні сили, які досягають значних величин. Такі змінні сили збуджують поздовжні, крутні й поперечні коливання бурильної колони, на які витрачається істотна частина енергії вибійного двигуна (у т. ч. роторний спосіб буріння). Поперечні коливання викликають поздовжні сили з втратою стійкості елементів бурильної колони, вони безпосередньо пов'язані з поздовжніми коливаннями. Вібрації під час роботи вибійного інструмента не тільки викликають динамічні напруження в елементах бурильної колони, але й змінюють характер взаємодії долота з вибоєм, що призводить до зміни показників буріння.

Передусім це стосується застосування алмазних доліт і роботи шарошкових доліт під час буріння в твердих і міцних породах, особливо на значній глибині свердловини, коли велике значення мають механічна швидкість і проходка на долото, що визначається стійкістю інструмента тощо.

Поперечні коливання бурильного інструмента небезпечні у разі автоколивного режиму системи, коли їх амплітуда лавиноподібно наростає в одному напрямку. Так, бурильні труби на стисненій її частині можуть бути зігнуті в одному напрямку і втиснені у стінки свердловини (якщо вони складаються з м'яких порід, мають каверни і жолоби) до тих пір, поки під дією змінних напруг не станеться поломки елемента колони.

Злами, як показують спостереження, можуть набувати різних форм:

виламування ніпеля; зріз бурильної колони на різьбі, якщо замок або муфта знаходяться у вузлі двох зустрічних напівхвиль; заклинювання колони у свердловині за рахунок поперечної деформації труб і виникнення жолобів на стінках

свердловини під час взаємодії вершини півхвилі стиснутої ділянки.

Для гасіння або зменшення небезпечного розвитку поперечних коливань бурильних труб досі застосовують різного роду стабілізатори, центратори (зокрема з демпфуючих матеріалів), змазування зовнішньої поверхні бурильних труб, збільшення жорсткості елементів бурильної колони тощо.

Як зазначено вище, інтенсивність повздовжніх коливань пов'язана з інтенсивністю поперечних коливань. Вивченню цього явища присвячено ряд робіт. Окрім того, у подальшому буде встановлено зони частотної нестійкості низу бурильної колони - ті зони, де перехід поздовжніх коливань у поперечні є найбільш ймовірним.

Враховуючи все вищевикладене, зазначимо, що розвиток поперечних коливань можна зупинити за допомогою установки віброзахисних пристроїв (ВЗП) для поздовжніх коливань. Ми проводили раніше такі роботи, що підтвердили теоретичні висновки, які будуть приведені нижче.

Залата М. Н. Перспективы и номенклатурное развитие оснастки для упруго-жесткого центрирования обсадных колонн / М. Н. Залата // Бурение & нефть. – 2015. – № 12. – С. 52-54.

«Сварной неразъемный центратор типа ПЦ (рис. 6) является наследником пружинного фонаря ФП и соответствует по конструкции и характеристикам центратору Single Liner Centralizers производства компании Weatherford. Был разработан и внедрен в серийное производство ОАО «Краснодарский завод «Нефтемаш» в рамках стратегии импортозамещения в РФ. Центратор пружинный сварной типа ПЦ выполняется с пружинными аркообразными планками специального профиля, приваренными по концам к цилиндрическим втулкам. Изготавливается в исполнении ПЦ-1 с плоскими изогнутыми планками, упруго деформирующимися в пределах кольцевого пространства в скважине, и в исполнении ПЦ-2 с внутренним выступом на планках, при-

дающим центратору упруго-жесткую характеристику при деформации в пределах кольцевого пространства в скважине. Благодаря применению вышеописанной технологии термообработки планок воздействию электродуговой сварки подвергается металл в нормализованном состоянии, что исключает возникновение напряжений в сварочном шве и околошовной зоне. В итоге достигается высокопрочное соединение деталей, выдерживающее большие нагрузки, чем тело самого изделия, что подтверждается испытаниями на разрушение центратора ПЦ.

Центратор типа ПЦ рекомендуется к применению как импортозамещающий аналог продукции иностранного производства. Он более жесток и прочен по сравнению с центратором типа ЦЦ и выдерживает все нормативные требования по API Specification 10D/ISO 104271:2001.

Цельный неразъемный центратор тип - ЦПН (рис. 7) изготавливается из труб, прокатанных из среднеуглеродистой низколегированной стали. Благодаря термической обработке достигаются пружинные свойства изделия, с очень низкой остаточной деформацией после полного сжатия, не превышающей 3 мм или 10% высоты планки. Центратор выполняется с пружинными аркообразными планками специального профиля, достигнутого при помощи оригинальной технологии изготовления. Для фиксации центратора на обсадной колонне применяются установочные винты или стопорное кольцо с винтами, выдерживающие осевую нагрузку не менее 11,8кН.

Центратор ЦПН имеет несколько особенностей, которые выгодно отличают его на рынке данного оборудования:

- цельнометаллическая конструкция без применения сварных швов;
- низкое пусковое усилие ввода центратора в скважину от 0 до 1,0 кН;
- высокое восстанавливающее усилие (радиальная нагрузка), в 3 — 5 раз превышающее нормативное значение по API 10D или ISO 10427-1:2001;

- уменьшенные габаритные размеры и вес. Центратор типа ЦПН рекомендуется к применению в скважинах с возможными осложнениями и возникновением аварийных ситуаций, во время ликвидации которых нагрузки на изделие будут значительно превышать нормативные значения и приводить к разрушению менее прочной оснастки обсадной колонны.



Рис. 6. Центраторы – тип ПЦ производства ОАО «Краснодарский завод «Нефтемаш» (слева) и Single Liner Centralizers производства компании Weatherford (справа)

Рис. 7. Центратор тип – ЦПН производства ОАО «Краснодарский завод «Нефтемаш»

Одной из таких ситуаций можно назвать прихват обсадной колонны с последующей ликвидацией его, расхаживанием обсадной колонны и возобновлением циркуляции.

Изучая современные тенденции в мировой нефтегазодобывающей отрасли, можно сделать вывод о том, что данное оборудование в обозримом будущем будет востребованным. Поэтому для всех предприятий производителей оборудования для центрирования обсадной колонны очень важно вести разработку и изготовление данных изделий с применением всех физико-математических элементов расчета, контролировать качество используемых материалов, соблюдать технологию производства деталей для получения качественной продукции. Производители, выполнившие все вышеперечисленные условия, смогут играть решающую роль и иметь все перспективы развития на рынке оснастки обсадных колонн».

Казымов Ш. П. Обзор конструкций набухающих пакеров и возможности их применения на месторождениях Азербайджана / Ш. П. Казымов, Э. С. Абдуллаева, Н. М. Раджабов // Науч. труды. – 2015. – № 3. – С. 43-51.

«Одним из самых простых и надежных способов изоляции обводнившихся перетоков является применение пакеров различных конструкций.

Пакер (paker - англ. уплотнитель) - устройство, предназначенное для разобщения отдельных зон ствола скважины и изоляции внутреннего пространства эксплуатационной колонны от воздействия скважинной среды.

Пакер спускается в скважину в составе обсадной колонны и устанавливается в заданном интервале.

По способу установки пакеры подразделяют на механические, гидравлические и гидромеханические. Механический пакер расширяется при воздействии осевой нагрузки - массой насосно-компрессорных труб (НКТ). Уплотнительный элемент гидравлического пакера расширяется при подаче в нее жидкости.

Необходимо отметить, что гидравлические пакеры способны выдерживать большие перепады давления, однако сложны по конструкции. Механические пакеры по сравнению с гидравлическими обладают более простой конструкцией, но в ряде случаев веса колонны труб не всегда хватает для уплотнения элемента.

В последнее время большое распространение находит применение набухающих пакеров (рис.1). В этих пакерах уплотнительный элемент, выполненный из специального эластомера, увеличивается в объеме, вступая в контакт с определенными жидкостями - водой, растворами на водной основе, нефтью, растворами на углеводородной основе, или буровым раствором. Вследствие разбухания эластомера закупоривается затрубное пространство в обсаженных и необсаженных стволах скважин, обеспечивая тем самым герметизацию отдельных частей ствола скважины.

Под эластомером обычно понимаются любые высокоэластичные упругие материалы, которые могут растягиваться до размеров, значительно превышающих его первоначальную длину (эластомерная нить) и что существенно, возвращаться к своему начальному размеру при снятии нагрузки. Различные каучуки и резины являются типичными эластомерами.



Рис.1. Общий вид набухающих пакеров

Классификация набухающих пакеров

Классификация набухающих пакеров приведена на рисунке 2.

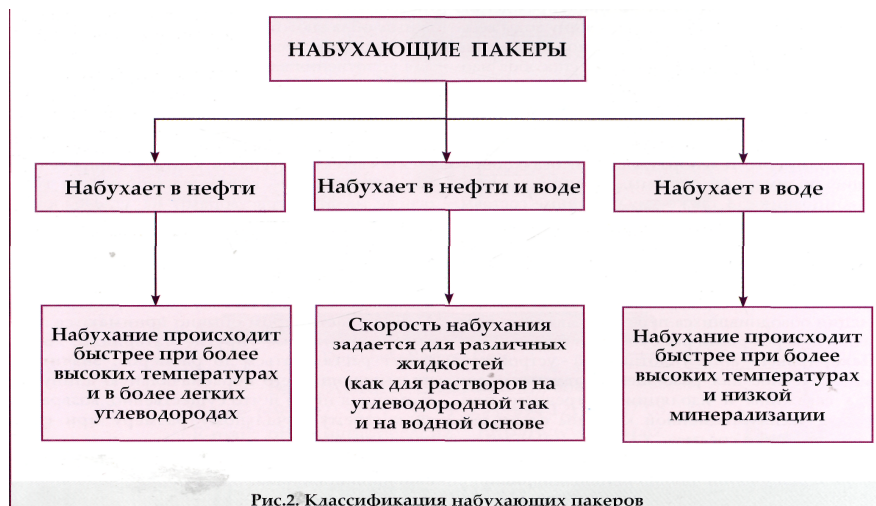


Рис.2. Классификация набухающих пакеров

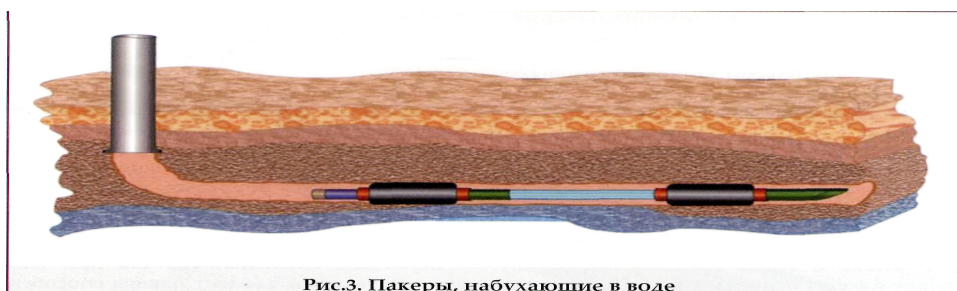


Рис.3. Пакеры, набухающие в воде



Рис.4. Пакеры, набухающие в нефти

Пакеры, набухающие в воде

В таких пакерах уплотнительный элемент (эластомер) набухает, вступая в реакцию с водой и растворами на водной основе (рис.3). Объем водонабухающего эластомера увеличивается более интенсивно при слабой минерализации и высокой температуре.

В этих пакерах эластомер набухает при контакте с нефтью, растворами на углеводородной основе, буровыми растворами на углеводородной основе, дизельным топливом и конденсатом (рис.4). Нефтенабухающий пакер лучше увеличивается в объеме при более высоких температурах и более легких углеводородах.

Пакеры, разбухающие от контакта с нефтью способны выдерживать более высокие перепады давлений и температур по сравнению с водонабухающими пакерами».

***Коваль В. І. Гідродинамічний стимулятор "Black oil"
/ В. І. Коваль, О. С. Дорошенко // Нафтогаз. галузь
України. – 2015. – № 5. – С. 31-33.***

«У симуляторі реалізовано можливість екстраполяції колекторських властивостей по пласту на основі даних, які задають по кожній свердловині зокрема. Таким чином, розподіл здійснюється по товщині продуктивного прошарку та пористості на основі літотипу породи та її пористості, які, в свою чергу, визначають на основі інтерпретації геофізичних досліджень свердловин. На цьому етапі розподіл параметрів по площі реалізовано методом трикутників.

Щодо в'язкості нафти, то в цьому симуляторі реалізовано можливість задавати її у графічному вигляді (поліноми або таблиці), в'язкість газу розраховують за кореляційною залежністю Діна-Стіла.

Також у симуляторі існує можливість задавати такі параметри роботи свердловин: мінімальний дебіт нафти, максимальний дебіт рідини, мінімальний вибійний тиск та максимальна депресія, періодична експлуатація свердловин. На основі підключеного файлу з вказаними параметрами у хронологічному порядку можливо здійснювати адаптацію історії експлуатації свердловин та в автоматичному режимі моделювати перехід із режиму на режим, який у класичному вигляді може виглядати так:

- постійний дебіт рідини (газу) - падіння вибійного тиску та зростання депресії;
- постійна депресія - із досягненням максимального значення депресії експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення вибійного тиску до мінімального значення;
- постійний вибійний тиск - із досягненням мінімального значення вибійного тиску експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення дебіту нафти (газу) до мінімального значення;
- періодична експлуатація - із досягненням мінімального значення дебіту нафти (газу) здійснюється автоматичне переведення свердловини у спостережний фонд із відслідковуванням пластового тиску в зоні свердловини та автоматичним її введенням в експлуатацію у випадку його зростання до певної встановленої величини;
- розрахунок фізичних властивостей нафти на основі кореляційних залежностей Беггса.

Для прикладу проведено розрахунок процесу розробки нафтового пласта. Параметри пласта: довжина - 750 м, ширина - 750 м, товщина пласта - 10 м, початковий пластовий тиск - 30 МПа, пластова температура - 60 °С. Розріз вертикально поділено на п'ять рівних частин, а горизонтально - на квадратні комірки з кроком 25 м, таким чином побудовано гідродинамічну

сітку з параметрами комірки 25x25x2 м, усього нараховується 4500 комірок, на початковий момент часу - всі нафтонасичені.

Розміщення свердловини підібрано так, що св. 1 повністю розкриває всі комірки у крайній кутовій частині пласта.

Колектор анізотропний за проникністю. Для заданої пористості проникність розраховували на основі степеневі залежності та у 10 разів нижчою у вертикальному напрямку. Критичні насиченості пласта водою та газом прийнято відповідно: початкова - 0,2, кінцева - 0,8».

Модельовання бурильної колони під час буріння свердловин із можливим викривленням її траєкторії / П. І. Огородніков, В. М. Світлицький, О. О. Іванків, А. Я. Польовий // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 1. – С. 38-39.

«Основними причинами викривлення вертикальних свердловин є нерівномірна виробка площі вибою у різних напрямках, що призводить до зміщення вибою, а також нерівномірне руйнування стінок похилих свердловин, яке спричиняється дією сили тяжіння бурильного інструмента. Можна зробити висновок, що першопричиною викривлення вертикальної свердловини є, головним чином, геолого-технічні умови буріння.

Інтенсивність викривлення стовбура у цьому інтервалі можна визначити із такого виразу:

$$i = \frac{\Phi}{l_k} \quad 0)$$

де Φ - кут на інтервалі стовбура свердловини,

l_k - довжина інтервалу; χ_k - середнє ефективне викривлення на інтервалі l_k - узагальнений силовий параметр.

$$\Phi = \frac{l_i F}{\mu_k}$$

Бурильну колону (БК) як гнучку механічну систему у багатьох випадках доцільно моделювати у вигляді жорсткої струни (дроту), що пов'язано з тим, що вона під дією осьової сили (за значної довжини) має власну поперечну жорсткість, набагато меншу за повздовжню. Мала жорсткість на згин бурильної колони дає можливість набувати певної форми

профілю свердловини з набуттям кривизни в процесі буріння. Таким чином, бурильну колону можна моделювати як пружний стрижень за її малої довжини та як жорстку струну за значних довжин (глибоке буріння).

Розглянемо коливання колони бурильних труб із прямолінійною віссю постійного або змінного по довжині перерізу. Маса колони вважаємо розподіленою або змінною по довжині за заданим законом.

Будемо розглядати коливання з малою амплітудою, за яких зберігається пропорційність між силами пружності і деформаціями БК та її елементів.

Для подальшого аналізу складемо диференціальне рівняння коливань ділянки бурильної колони. Прямолінійну вісь БК приймемо у стані спокою за вісь OZ . Переміщення у будь-якій точці на осі колони визначається координатою Z , а поворот перерізу - кутом $\theta = \frac{dz}{dv}$.

Уведемо позначення: $m(z)$ - розподілена маса бурильних труб; $EI(z)$ - згинальна жорсткість; q - інтенсивність зовнішнього навантаження (інерція); \mathcal{E} - інтенсивність зовнішнього моменту; Q - поперечна сила; M - згинальний момент; $N=T(z)$ - поздовжня сила.

Після ряду перетворень і скорочення dz та нехтуючи доданками вище другого порядку, які витікають із рис. 1, можна записати:

$$\begin{aligned} \frac{\partial M}{\partial z} + Q + M &= 0; \\ \frac{\partial Q}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial z}(N\theta) + q_y &= 0; \\ \frac{\partial N}{\partial z} + q_y &= 0. \end{aligned} \quad (2)$$

За малих коливань (наприклад, поздовжні коливання долота під час заглиблення вибою) поздовжні зусилля $N=T(z)$ не залежать від положення БК і визначаються вихідними граничними умовами закріплення».

Оценка возможности извлечения прихваченной гибкой трубы из скважины с помощью инструмента на гибкой трубе / Д. А. Костышев, А. В. Кустышев, Л. С. Иванова, Ю. В. Ваганов // Время колтюбинга. – 2015. – № 4. – С. 54-57.

«В настоящее время большинство нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на стадии падающей добычи, характеризующейся возрастанием бездействующего фонда скважин. Вследствие интенсивного обводнения залежи пластовыми водами происходит резкое снижение дебита скважин, порой до полной их остановки. В связи с этим возникает необходимость в реанимации простаивающих скважин. Одним из перспективнейших направлений при восстановлении таких скважин является применение колтюбинговых технологий с использованием гибкой трубы (ГТ). Однако процесс реанимации скважин осложняется различными авариями, включая прихват спущенной в ремонтируемую скважину ГТ.

Нередко для реанимации скважин применяются широко известные технологии, такие как спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) малого диаметра. К сожалению, чаще всего обычными способами извлечь прихваченную ГТ из скважины с помощью спускаемой в аварийную скважину новой НКТ невозможно по причине отсутствия возможности спуска ее в скважину, в которой уже находится ГТ, а также отсутствия специального срезного и ловильного оборудования.

Для реанимации скважин чаще всего применяются технологии извлечения прихваченной ГТ из скважины с помощью спускаемой в аварийную скважину новой ГТ. Недостатком этих технологий является невозможность извлечь прихваченную ГТ из скважины с помощью спускаемой в аварийную скважину новой ГТ по той же причине, из-за отсутствия возможности спуска ее в скважину, в которой уже находится ГТ, а также отсутствия специального срезного и ловильного оборудования для спуска на ГТ.

Шире для реанимации скважин, в которых произошел обрыв ГТ, используется технология, описанная в работе. Однако этот способ отмечается недостаточной эффективностью, особенно в случае нахождения в ней ранее спущенной ГТ.

Таким образом, задача, состоящая в том, чтобы извлечь прихваченную ГТ из аварийной скважины с помощью ГТ, до сих пор не решена.

Авторы предлагают конкретное решение данной задачи. Оно заключается в том, что в аварийной скважине, находящейся под давлением, и с установленной на устье колтюбинговой установкой (рис. 1), включающей собственно установку 1 с барабаном 2 и намотанной на нем ГТ 3, направляющий желоб 4, инжектор 5, блок превенторов 6 с превентором со срезными плашками 7, с превентором со спайдерными клиновыми плашками 8, с превентором с трубными плашками 9, с превентором с глухими плашками 10, размещенными на устьевом оборудовании 11, первоначально осуществляют захват прихваченной в скважине ГТ 3 спайдерными (клиновыми) плашками 8, герметизацию скважины трубными плашками 9 и срез ГТ 3 срезными плашками 7, извлечение отрезанной части ГТ 3 из скважины.

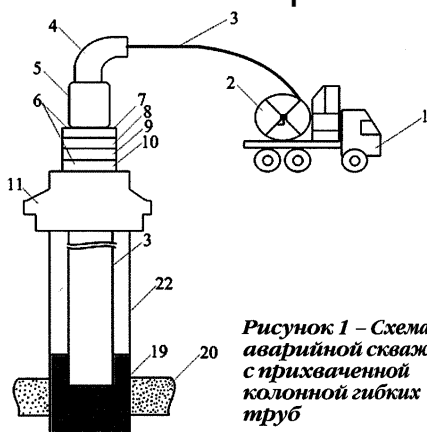


Рисунок 1 – Схема аварийной скважины с прихваченной колонной гибких труб

Далее через инжектор 5 пропускают ГТ меньшего диаметра 12 с обратным клапаном 13 и переводником 14 до уровня выше срезных плашек 8 блока превенторов 6. Осуществляют раскрепление наземного оборудования колтюбинговой установки 1 выше превентора с трубными плашками 10 от устьевое оборудование 11 ремонтируемой скважины, отсоединяют и подвешивают его с помощью грузоподъемного механизма, например, автокрана. Вытягивают ГТ меньшего диаметра 12 из инжектора 5 и монтируют на устьевом оборудовании 11 выше превентора с трубными плашками 9 шлюзовую камеру 15. Спускают в нее срезную сборку, включающую труборез 16, забойный двигатель

17 и гидравлический якорь малого диаметра 18 с внутренним диаметром, меньшим наружного диаметра оставшейся в скважине прихваченной ГТ 3, например, песчаной пробкой 19, образовавшейся по причине разрушения горной породы призабойной зоны продуктивного пласта 20.

Присоединяют срезную сборку к переводнику 14 ГТ меньшего диаметра 12. Монтируют на шлюзовой камере 15 отсоединенную часть наземного оборудования колтюбинговой установки, включая превентор со срезными плашками 7.

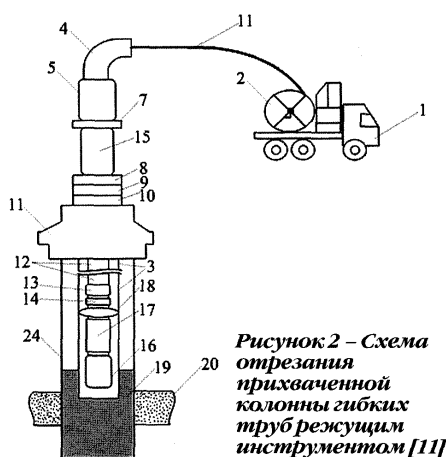


Рисунок 2 – Схема отрезания прихваченной колонны гибких труб режущим инструментом [11]

Затем (рис. 2) спускают ГТ меньшего диаметра 12 со срезной сборкой в скважину до глубины на 1-2 м выше места прихвата оставшейся части прихваченной ГТ 3. Закрепляют срезную сборку во внутренней полости прихваченной ГТ 3 с помощью гидравлического якоря малого диаметра

18. Осуществляют резку прихваченной ГТ 3 с помощью трубореза 16, при создании циркуляции промывочной жидкости до ее появления в кольцевом пространстве между прихваченной ГТ 3 и спущенной ГТ меньшего диаметра 12. После чего ГТ меньшего диаметра 12 со срезной сборкой поднимают до превентора с трубными плашками 9, трубные плашки 9 закрывают, осуществляя герметизацию ГТ меньшего диаметра 12.

Раскрепляют наземное оборудование колтюбинговой установки выше превентора с трубными плашками 9 от устьевого оборудования 11 ремонтируемой скважины, отсоединяют и подвешивают его с помощью грузоподъемного механизма, например, с помощью автокрана. Извлекают из шлюзовой камеры 15 срезную сборку, отсоединяют ее от переводника 14 ГТ меньшего диаметра 12. Соединяют наземное оборудование колтюбинговой установки 1 с устьевым оборудованием 11 ремонтируемой скважины выше превентора с трубными плашками 9.

Удаляют из скважины отрезанную часть ранее прихваченной ГТ 3, герметизируют скважину глухими плашками 10 блока превенторов 6.

Раскрепляют наземное оборудование колтюбинговой установки выше превентора с трубными плашками 9 от устьевого оборудования 11 ремонтируемой скважины, отсоединяют и подвешивают его с помощью грузоподъемного механизма».

Оцінка надійності елементів бурильної колони з урахуванням імовірнісних динамічних змінних навантажень / П. І. Огородніков, В. М. Світлицький, О. О. Іванків, А. Я. Польовий // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 2. – С. 17-19.

«Навантаження, які діють на елементи бурильної колони, носять, як правило, випадковий характер. Характерні динамічні навантаження для бурильної колони в силу їх природи є імовірнісними функціями часу. Загальновизнаним є те, що теоретичні дослідження і розробку практичних методів розрахунку конструкцій на ці навантаження мають виконувати на основі випадкових методів розрахунку, в основі яких лежить теорія випадкових процесів.

Джерелом випадкових коливань, як правило, є зовнішні примусові сили, що діють на елементи колони і носять також випадковий характер. їх зміна у багатьох випадках може бути описана як випадковий процес із використанням теорії випадкових коливань.

Результати проведених досліджень коливань елементів бурильної колони довели, що вони, в основному, носять випадковий характер. Випадкові коливання виникають також і під дією гідродинамічних навантажень, обумовлених потоком промивального розчину, коли через збурення коливань у розчині зміна його тиску не є регулярною в часі. Результати дослідження вібрацій бурильної колони в процесі буріння і в стендових умовах показують, що вібрації можна вважати стаціонарними випадковими процесами. Отже, для того, щоб оцінити надійність тієї чи іншої конструкції бурильної колони та

її елементів залежно від способу від способу буріння, необхідно встановити детерміновані або статистичні характеристики, які б відповідали повному виходу із ладу елементів колони, а насамперед долота, або появі залишкових деформацій або границі пружності (характеристики, які визначають властивості матеріалу). Цими характеристиками можуть бути напруження, сили, деформації тощо. Потім імовірнісними методами досліджують бурильну колону як механічну систему і визначають функції розподілення (напруження, сили, деформації тощо) та її параметри.

Необхідно зазначити, що надалі для породоруйнівного інструмента відмовою будемо вважати нездатність виконувати покладені на нього функції руйнування породи вибою.

Для бурильної колони зовнішні збурення є стаціонарними або нестаціонарними випадковими процесами. При цьому поведінка системи бурильної колони та її елементів за таких збурень і накопичення пошкоджень буде також випадковим процесом, що потребує розгляду конструкції на рівні випадкових процесів».

Довідкове видання

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 5

Українською мовою

Редагування	<i>Л. А. Жолобко</i>
Комп'ютерний набір	<i>Л. М. Локотош</i>
Комп'ютерна верстка	<i>Л. З. Костюк</i>
Відповідальна за випуск	<i>Я. А. Пилип</i>

