

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

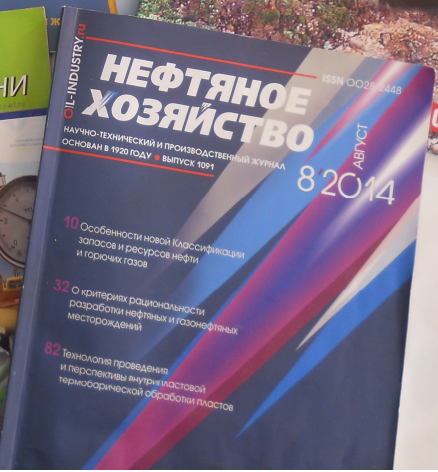
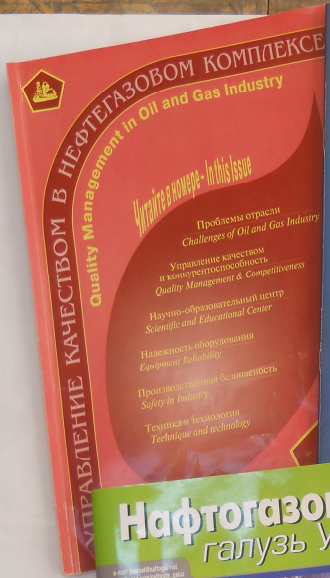


Нафтогазові технології

Дайджест



2014



Міністерство освіти і науки України

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

Науково-технічна бібліотека



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 2

Івано-Франківськ

2014

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. 2 / [уклад.
Л. М. Локотош., ред. Л. А. Жолобко]. – Івано-Франківськ : НТБ
ІФНТУНГ. – 2014. – 47 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних видань «Бурение и нефть», «Нафтогазова галузь України», «Нефтяное хозяйство», «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», «Управление качеством в нефтегазовом комплексе» та інтернет-видань за 2014 рік.

Дайджест адресований науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості як структурний компонент економіки, який являє собою системно-синергетичну єдність установ, що забезпечують усі види буріння свердловин, видобування, транспортування, переробки і зберігання нафти і газу.

УДК 016:622.24
ББК 91.9:33.313

Науково-технічна бібліотека
ІФНТУНГ, 2014

Зміст

<i>Передмова.....</i>	<i>6</i>
<i>1 Перспективи розвитку.....</i>	<i>8</i>
<i>2 Новітні технології.....</i>	<i>22</i>
<i>3 Практика застосування.....</i>	<i>33</i>
<i>4 Обладнання та інструменти.....</i>	<i>40</i>

Передмова

Нафтогазова промисловість є однією з найважливіших складових частин економіки України, що визначальною мірою забезпечує як функціонування всіх інших галузей, так і ступінь добробуту нашого населення. Вона відіграє важливу роль в економічному розвитку України, в її безпеці, енергетичній залежності, в сільському господарстві та інших галузях.

Сьогодні ми живемо в такий час, коли особливо важливими стали проблеми у сфері нафто- та газовидобування, оскільки саме ці природні ресурси є основними в енергетичному забезпеченні галузей.

Україна має великі перспективні нафтогазоносні площі. За оцінками спеціалістів, тут можливі відкриття родовищ світового масштабу. Насамперед це стосується шельфу Чорного моря. Є також перспективи подальшого видобутку нафти і природного газу в районах, де їх видобувають десятки років.

По-перше, за існуючої нині в Україні неефективної технології експлуатації нафтових родовищ близько 70 % нафти залишається в надрах землі. Відомі новітні способи її видобутку, які дозволяють одержати ці «залишки».

По-друге, як виявилось, Україна досліджена у геологічному відношенні недостатньо, тобто є перспектива пошуку енергоносіїв практично по всій її території.

По-третє, нині є нові, відмінні від тих, що існували раніше, теорії походження нафти і газу, а це значно розширює діапазон їх пошуку.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії другий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений за матеріалами журналів «Бурение и нефть», «Нафтогазова галузь України», «Нефтяное хозяйство», «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», «Управление качеством в нефтегазовом комплексе» та інтернет-видань за 2014 рік.

Видання містять статті, що висвітлюють актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі: економіки, геології нафти і газу, буріння свердловин, розробки родовищ, видобування, транспортування та зберігання нафти і газу, автоматизації та інформаційних технологій, переробки нафти і газу, охорони довкілля, а також інші матеріали, пов'язані з нафтогазовим комплексом.

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 сучасні нафтогазові технології.

Перспективы розвитку

Вопросы интеллектуализации скважин / Г. Н. Рубан, А. М. Лихущин, В. Е. Мясищев, А. В. Кулигин // Стр-во нефтян. и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 9. – С. 4-9.

«Умная, или Интеллектуальная, скважина – конструктивно объединяющая ряд компонентов для сбора, передачи и анализа данных о добыче и пласте, способных управлять притоком на отдельных интервалах продуктивного пласта (или, в случае многопластовой залежи, подключение-отключение отдельных пластов, а также отдельных стволов при многоствольном заканчивании скважин) в целях оптимизации добычи без внутрискважинных работ, в режиме реального времени. На начальном этапе обычно скважина считается «умной», если она оборудована устройствами контроля притока и забойными датчиками давления и температуры.

Если говорить об интеллектуальном месторождении, то интеллектуальное месторождение (ПХГ) – это система автоматического управления операциями эксплуатации объекта, призванная моделировать различные режимы работы системы на производстве и выдавать адекватные заданным критериям решения, предусматривающие непрерывную оптимизацию технологического процесса добычи (отбора/закачки газа).

Необходимым условием функционирования интеллектуального месторождения (ПХГ) является наличие:

- интеллектуальных скважин;
- информационной модели с программным обеспечением удаленного мониторинга в режиме реального времени;
- интегральной модели цифрового месторождения и системы мониторинга эксплуатации объектов месторождения;
- АСУП с программным обеспечением оптимизации технологического процесса.

Наиболее рациональной областью использования интеллектуальных скважин являются:

- скважины, пробуренные на многопластовую залежь;
- скважины на месторождениях с подстилающей водой на поздней стадии разработки;
- скважины с горизонтальным окончанием ствола длиной более 100 м;
- многозабойные и многоствольные скважины;
- скважины ПХГ».

Гутман И. С. Особенности новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов / И. С. Гутман // Нефт. хоз-во. – 2014. – № 8. – С. 10-15.

«В ноябре 2013 г. была утверждена новая Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, ввод которой в действие определен 1 января 2016 г. Необходимость разработки новой Классификации была обусловлена изменением социально-экономической ситуации в стране. Основной особенностью новой Классификации является ее преемственность с ныне действующей временной Классификацией 2001 г., которая в свою очередь почти полностью (за исключением трех-четырех положений) повторила Классификацию 1983 г. Вместе с тем Классификация 2013 г. определяет новый подход к оценке и освоению запасов месторождений нефти и газа.

В обеих предыдущих классификациях строго соблюдалась увязка категорий запасов и ресурсов с этапами и стадиями геолого-разведочных работ и разработки залежей углеводородов, не только декларируемая соответствующими документами, но и по самой сути. Если опираться на последовательность изучения нефтегазоносных объектов, то такая взаимосвязь показана в табл. 1. Обращает на себя внимание логичность связи категоризации ресурсов с этапами и стадиями геолого-разведочных работ.

Эту особенность можно видеть и при анализе взаимосвязи запасов нефти и газа со стадиями геологоразведочных работ и разработки. Четкое соответствие категорий А и В разбуренным разрабатываемым, категории С₁ - разведанным и категории С₂ - неразведанным, предварительно оцененным запасам сделало эти классификации действительно «непотопляемыми».

Таблица 1

Этапы	Стадии	Объекты изучения	Результаты изучения	Категории ресурсов и запасов	Характеристика ресурсов и запасов
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Нефтегазоперспективные районы	Проведение мелкомасштабных региональных исследований	D ₂	Прогнозные
	Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	Проведение крупномасштабных региональных исследований	D ₁ и частично D ₂	Прогнозные
Поисково-оценочный	Выявление объектов поискового бурения	Участки в пределах зон нефтегазонакопления и нефтегазоносных перспективных зон	Выявленные ловушки	D ₁	Локализованные
	Подготовка объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	Подготовленные к поисковому бурению ловушки	C ₃	Перспективные
	Поиск и оценка месторождений		Предполагаемые залежи на подготовленных ловушках	Открытая залежь	C ₂ » C ₁
Новая залежь			Разведываемая залежь	C ₂ ≈ C ₁	Разведываемые
Разведочный	Разведка и пробная эксплуатация	Разведываемая залежь	Подготовленная к разработке залежь	C ₂ « C ₁	Разведанные
Разработка месторождения	Реализация первого проектного документа на разработку (техсхема и проект опытно-промышленной разработки)	Залежь (эксплуатационный объект) в разработке и продолжает разбуриваться по сетке первого проектного документа на разработку	Залежь (эксплуатационный объект) в разработке и разбуривается по сетке проекта разработки	C ₁ → В	Разведанные разрабатываемые
	Реализация второго проектного документа на разработку (проект разработки)			В → А	Разведанные разрабатываемые

Щуров І. В. "Нафтогазвидобування": Відмовитися від імпортного газу можна протягом 5-7 років [Електронний ресурс] / І. В. Щуров. – Режим доступа: ukr.segoday.ua > Економічні новини > Економіка

«За нашими розрахунками, повністю відмовитися від імпортного газу можна протягом 5-7 років. Сьогодні це здається дуже оптимістичним прогнозом, але ми вирішили керуватися в своїй роботі саме такою метою. Тільки перед нафтогазовим напрямом групи ДТЕК, до якої входить

"Нафтогазвидобування", поставлена задача до 2020 р. наростити обсяги видобутку до 6 млрд куб. м. Вирішити її буде непросто, але ми робимо все можливе для цього. Тим більше, в нинішніх умовах, коли від нарощування видобутку залежить не просто розвиток нашої компанії, а стабільність і благополуччя всієї країни».

* * *

«Наша компанія, наприклад, сьогодні бачить перспективи в освоєнні великих глибин. У нас в бурінні відразу 9 свердловин глибиною від 5,5 до 6 тис. м. В тому числі, ми закінчуємо буріння однієї з найглибших параметричних свердловин в Україні, яка вже зараз на позначці 6750 м. Це притому, що середня глибина свердловин в країні — близько 4 тис. м, а на багатьох родовищах добувають газ з 1,5-2 тис. м! Буріння на великі глибини набагато складніше і затратне (тільки цього року інвестиції нашої компанії по даному виду робіт перевищують 700 млн грн), але дозволяє досліджувати слабовивчені нафтогазові надра і відкривати нові поклади вуглеводнів. Тобто, ми не "вичавлюємо" останнє з надр, а, навпаки, розвиваємо потенціал родовищ».

Об усовершенствовании методик исследования химических реагентов и материалов для бурения скважин / С. А. Гурский, М. Я. Магун, Б. А. Чернов, Г. С. Салыжин // Нефт. хоз-во. – 2014. – № 8. – С. 16-19.

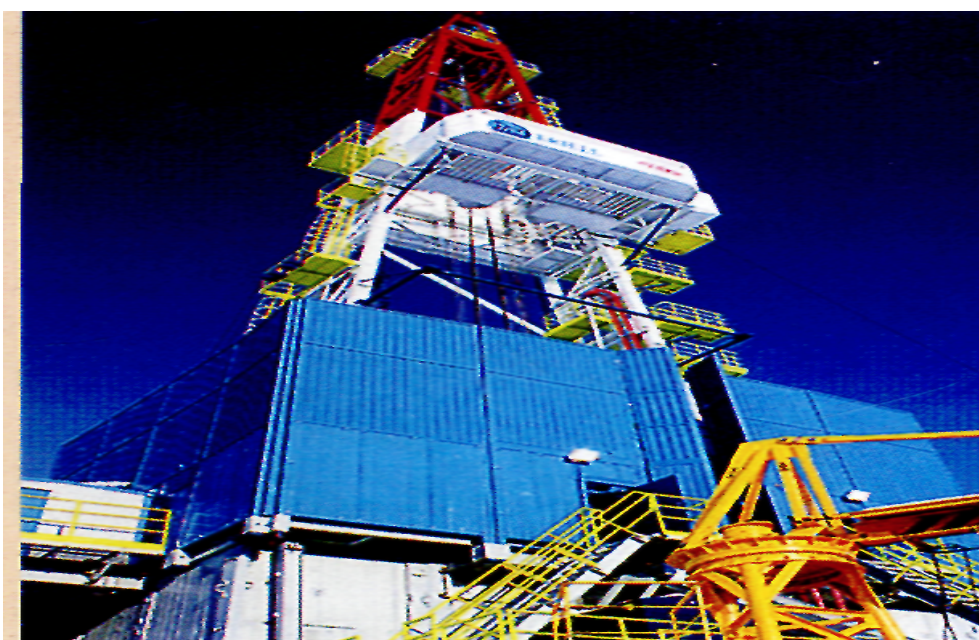
«В состав химических реагентов и материалов, применяющихся для обработки буровых растворов в процессе строительства скважин на месторождениях ПАО «Укрнафта» (Украина), входят глинопорошки, утяжелители, понизители фильтрации, регуляторы вязкости и щелочности, ингибиторы гидратации и набухания глин, реагенты, которые связывают

ионы поливалентных металлов, пеногасители, смазывающие добавки, ПАВ и ряд других реагентов специального назначения. Специалистам отдела буровых растворов и технологических жидкостей НИПИ ПАО «Укрнафта» в процессе разработки эффективных рецептур буровых растворов и адаптации свойств применяемых химических реагентов и материалов к конкретным геолого-техническим условиям бурения приходится часто сталкиваться с ситуацией, когда необходимо либо разрабатывать новые методики исследований, либо усовершенствовать существующие. Примером может служить методика исследования серебристого графита, который, несмотря на наличие довольно широкого спектра смазывающих добавок украинского и зарубежного производства, используется во время бурения и перед спуском обсадных колон в вертикальные, наклонно направленные и горизонтальные скважины.

При исследовании проб серебристого графита в лаборатории НИПИ ПАО «Укрнафта» в соответствии с действующей нормативной документацией определяют такие физико-химические показатели, как насыпная масса, влажность, водородный показатель, плотность и остаток на сите № 016. С целью оценки пригодности серебристого графита для обработки буровых растворов дополнительно оценивают коэффициент магнитных свойств, который не должен превышать 68 %. Это связано с тем, что в настоящее время широкое распространение нашел техногенный графит, получаемый путем обогащения отходов металлургического производства и производства карбида кремния, содержащих графит. Природный и техногенный графиты различаются по составу включений: в природном - имеются включения слюды, кварца, полевого шпата, в техногенном – включения представлены в основном оксидами железа. Благодаря этому техногенный графит приобретает слабовыраженные магнитные свойства, которые, по мнению специалистов

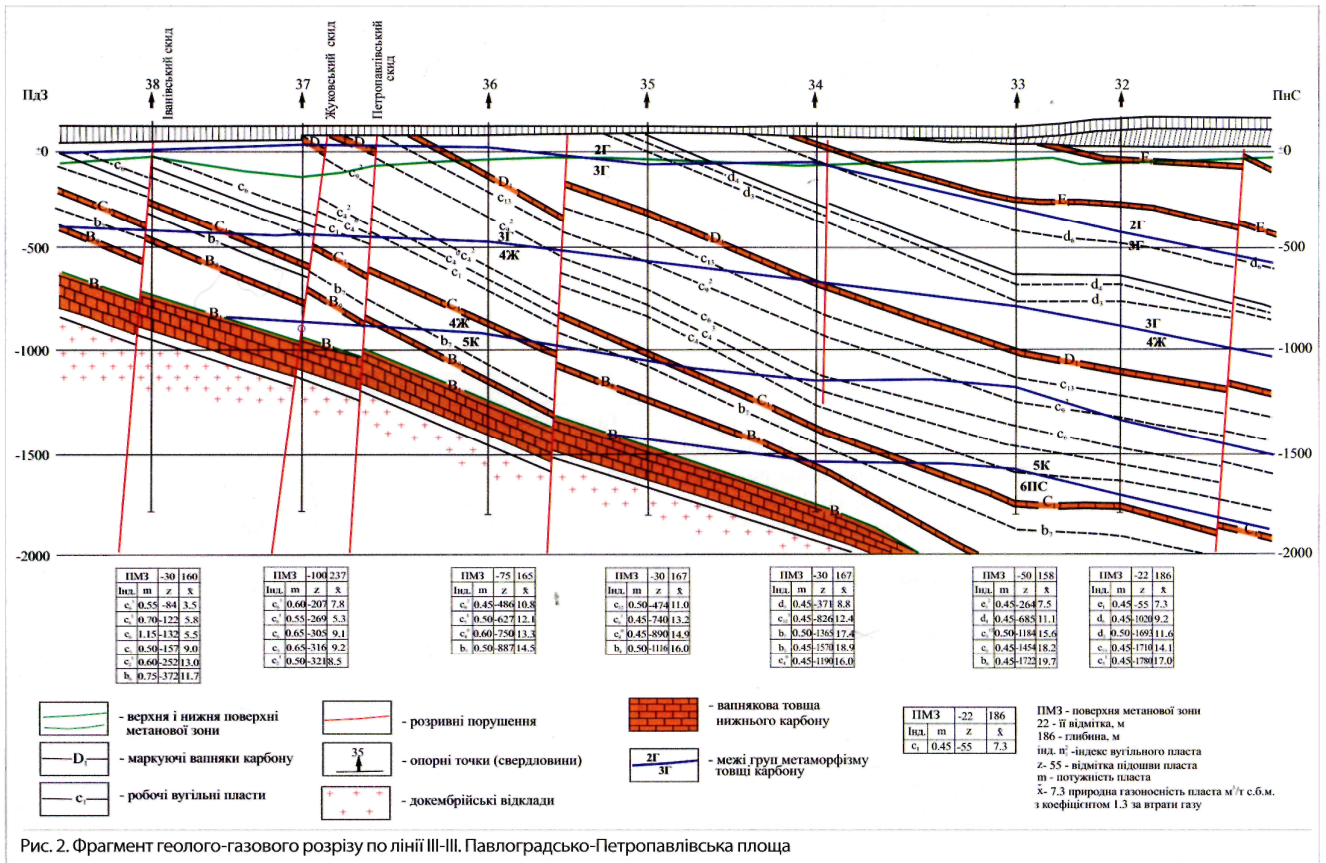
НИПИ ПАО «Укрнафта», необходимо контролировать во время лабораторных исследований.

При использовании намагниченного техногенного графита неоднократно отмечали наличие таких негативных явлений, как закупорка ячеек вибросит и вследствие этого потери бурового раствора, образование сальников на компоновке низа буровой колонны (КНБК) и замках буровых труб, трудности с ориентированием ствола скважины во время проводки наклонно направленных скважин и др.».



Особливості введення апріорних статичних поправок за ЗМШ у нафтогазоносних регіонах / А. М. Коваль, М. В. Тищенко, М. П. Рогачук [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2014. – № 4. – С. 30-34.

«Однією з основних проблем під час виконання структурних побудов за результатами сейсмічних досліджень МСГТ є вивчення особливостей будови ВЧР, яка істотним чином може вплинути на сейсмічну інформацію, що надходить від цільових глибинних горизонтів.



Параметрами часового розрізу є амплітуда і час. Амплітуда, або залежність $A(x, t)$, визначає відхилення реального середовища від ідеально однорідного та ідеально пружного, що пропускає сейсмічний сигнал без спотворень. В ідеально пружному середовищі $A(x, t) = 0$ із точністю до фону мікросейсм за будь-якого джерела сигналів. Але якщо геологічне середовище ділиться на верстви, на границях яких властивості порід суттєво змінюються, то сигнал, що розповсюджується в такому середовищі, реагує на відповідні границі товщ (заломленням, розсіюванням та відбиттям) і на самі природні товщі, які вже не є акустично прозорими та розділяються за своїми акустичними властивостями або акустичною жорсткістю.

Як зазначається в роботі, вирішення проблеми введення статичних поправок полягає у розв'язанні двох задач.

Перша задача полягає в тому, що, вивчаючи фізичне (геологічне) середовище, необхідно пам'ятати про те, що потрібно знання не часу якої-небудь події (наприклад, акта відбиття), а його місцезнаходження в середовищі, тобто в площині (x, z) . Було б простіше, якби швидкісні неоднорідності з'являлися тільки на великих глибинах і не спотворювали б основної частини розрізу. На практиці ситуація здебільшого складається навпаки: ВЧР на більшій території являє собою вкрай неоднорідне геологічне середовище, введення поправок за суттєві зміни швидкостей поширення акустичного сигналу і становить основну тему цієї статті. А саме: отримання часового розрізу, в якому час обраховується від рівня приведення, збігається з реальним часом пробігу хвилі і є головною метою введення поправок за зону малих швидкостей (ЗМШ)».

Прогнозування складу асфальтосмолопарафінових відкладень під час зберігання нафти в резервуарах / К. В. Роєнко, О. В. Тертишина, А. А. Чернишов [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2014. – № 2. – С. 24-28.

«Утворення асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ) під час зберігання та транспортування нафти ускладнює експлуатацію устаткування, скорочує паливні ресурси і створює екологічну небезпеку. АСПВ найчастіше є темно-коричневою або чорною густою мазеподібною масою високої в'язкості, у якій концентруються полярні природні поверхнево-активні речовини й емульгатори. АСПВ міцно зчіплюються з твердими поверхнями, заповнюють проміжки, тріщини і щілини. Там же накопичуються продукти корозії та фрагменти механічного зносу устаткування. Відомо, що у присутності природних ПАВ (смол й асфальтенів)

кристалізація парафінів пригнічується за рахунок часткової аморфізації речовини. Особливу роль у формуванні нафтових осадів відіграють вищі алкани ($C_{16}H_{34}$), що твердіють при температурах 41-60 °С. Звичайна їх кількість у нафті коливається в межах 2-12 % мас, а густина при 15 °С становить 906-915 кг/м³. Дрібні частки асфальтенів можуть розчинятися у нафтовому середовищі, тоді як великі формують агрегати, служать центрами кристалізації та випадають у вигляді осаду за наявності великої кількості парафінів.

Теорія утворення АСПВ на сьогодні розвинена недостатньо, що не дає можливості достовірно прогнозувати склад осадів, що утворюються під час транспортування і зберігання нафти. Основну інформацію у ході вивчення таких систем можна взяти з аналізів складу високомолекулярних вуглеводнів, а також вивчення кінетики утворення осадів у штучних сумішах та моделювання розподілу високомолекулярних компонентів у рідкій фазі й осаду».

Рукавицын Я. В. Оптимизированная система проектирования строительства скважин на основе прогнозирования физико-геологических моделей околоскважинного пространства / Я. В. Рукавицын // Стр-во нефтян. и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 4-9.

«На основании анализа проведенных исследований и результатов математического моделирования сформулированы следующие требования к методологии построения системы проектирования буровых глубоких нефтегазовых скважин:

- создание системы контроля процесса строительства поисково-разведочных скважин, позволяющей получать достоверную входную информацию о геолого-технологических параметрах механического углубления ствола скважины, о

забойных процессах при бурении, пластовых и забойных давлениях, параметрах циркуляционной системы, свойствах пластов-коллекторов, характере их насыщения и др.;

- создание и ведение информационного обеспечения системы соответствующего единым стандартам и классификаторам, включая единые требования к организации хранения и доступа к специализированным базам данных;

- программное и техническое обеспечение (ОС, СУБД, сетевое и коммуникационное обеспечение, программы интегрированной обработки и интерпретации входной информации и другое) должны соответствовать базовому программному обеспечению и содержать апробированные технические решения, соответствующие современным промышленным стандартам открытых компьютерных систем;

- корректирование параметров и адаптирование постоянно действующих физико-геологических моделей объектов углеводородного сырья (УВС) на основе использования новых данных бурения, испытания и последующих исследований как основы проектирования оптимального вскрытия продуктивных объектов и заканчивания скважин.

Отличительной особенностью разработанной системы проектирования является использование на всех этапах прогнозирования цикла строительства глубоких скважин инновационного потенциала, базирующегося на оптимизационных технологиях, и нового информационного обеспечения.

Используемая система баз цифровой геоинформации в подсистемах «САПР-Бурение» разработана в ГИС-технологии как интегрированный банк геоданных с применением СУБД Oracle и ГИС Arc/Info».

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

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

По мере продвижения буровых работ в глубоководные акватории (глубина свыше 3000 м) возникла еще более сложная проблема — маленькая разница между давлениями поровым и гидроразрыва (рабочее окно давлений). Снижение технологического риска традиционно достигается путем увеличения количества обсадных колонн, то есть усложнения конструкции скважины и, соответственно, более мощного и тяжелого оборудования. При этом для контроля забойного давления в интервале от поверхности моря до забоя скважины используется промывочная жидкость определенной плотности — «бурение с одним градиентом».

**Технология проведения и перспективы внутрипластовой термобарической обработки пластов
/ К. Б. Саркисянц, А. И. Малкин, В. В. Солнышкин,
М. Ю. Титаров // Нефт. хоз-во. – 2014. – № 8. – С. 82-86.**

«Во всех нефтяных компаниях неоднократно проводились экспериментальные работы по увеличению нефтеотдачи пласта термическими методами, которые не дали желаемого результата. Сложился стереотип, что низкая эффективность работ связана с тем, что в условиях месторождений практически нет объектов с образованием парафиновых пробок в пласте, однако нельзя отрицать, что в ряде случаев обработка пласта химическими методами нецелесообразна вследствие заведомо низкой эффективности. Одна из причин - коагуляция части внутрипорового пространства нерастворимыми осадками, образующимися при многочисленных химических обработках.

В статье приведена технология, основанная на химическом взаимодействии активированного алюминия и воды, в результате которого образуются водород и гидроксид алюминия. Рассмотрим рабочий состав, имеющий название «гидро-реагирующий состав» (ГРС), для тепловой и термохимической обработок скважин и локального газогидро разрыва пласта (выпуск состава начала компания «Перфолинк», Россия). Состав производится в виде твердой топливной композиции из прессованных шашек и в порошкообразном виде для приготовления суспензии. Реакция взаимодействия компонентов является экзотермической, при которой количество выделившегося тепла достаточно для значительного повышения температуры в зоне обработки.

Технология прокачки в пласт различных реагентов хорошо известна и применяется при бесподходной обработке призабой-

ной зоны (ОПЗ) скважин во многих нефтяных компаниях силами специальных подразделений.

Закачка в пласт состава алюминия с водой при кажущейся простоте вызывает ряд технических проблем: немедленное начало и бурное течение реакции; сильный нагрев, выделение водорода. Анализ применения различных методов увеличения нефтеотдачи показывает, что предпочтение отдается особо популярным, в частности зарезке боковых стволов и гидроразрыву пласта (ГРП).

Солянокислотные (СКО) и глинокислотные (ГКО) обработки применяются только с целью обеспечения первоначальной приемистости перед ГРП и очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) для поддержания пластового давления (ППД), а увеличение объема химических реагентов или их концентрации не дают положительных эффектов. Особенно наглядно это выражено в скважинах с длительной историей эксплуатации, Одна из версий происходящего в пласте при обработке заключается в том, что в процессе эксплуатации добывающей скважины возникает коагуляция ПЗП за счет привнесения частиц пластовым флюидом. Средний размер, например, глинистых частиц и загрязнителя не превышает 5×10^{-6} м. Пластовые флюиды являются коллоидно-дисперсными системами (КДС), в которых размер коллоидных частиц изменяется от 5×10^{-6} до 10^{-9} м. В этих КДС разделение фаз не происходит. По мере приближения к ПЗП концентрация частиц увеличивается и происходит их коагуляция, т.е. образование в жидкости пространственной сетки. В процессе засорения участвуют также привносимые из пласта асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО)».

Три кроки назустріч українським нафтогазовидобувникам ... [Електронний ресурс]: Нафтогазовий Консалтинговий Центр - ТОВ «НЬЮФОЛК», 18 черв. 2014 р. - Режим доступу: newfolk.com.ua/.../tri-kroki-nazustr-ch-ukra-nskim-naftogazovidobuvni...

«На думку експертів консалтингової компанії «Ньюфолк», найбільш ефективним рішенням заміщення імпорту газу і забезпечення внутрішнього ринку є стимулювання розвитку власного видобутку. Для цього уряду необхідно зробити три кроки назустріч добувним компаніям.

Перше - створити прозорий ринок газу, тобто впровадити єдину ціну на газ для всіх споживачів. На практиці це означає, що ціни на газ треба підвищити до рівня, за якими газ купують промислові підприємства, сьогодні це 4724 грн. за тис. м³ (без ПДВ). Підвищувати ціну можна поетапно, але починати треба зараз. Результат - «Укргазвидобування» і «Укрнафта» отримають кошти для розвитку. Зокрема, для ремонту, буріння та будівництва свердловин, введення в роботу нових до-тискних компресорних станцій та інших об'єктів, впровадження нових технологій.

Друге - в найкоротші терміни провести конкурси з продажу спеціальних дозволів на нафтогазові ділянки і спростити доступ для всіх учасників ринку, в тому числі іноземних. Результат - в галузь прийдуть нові інвестиції і технології. Держбюджет отримає доходи від продажу спецдозволів.

Третє - спростити процес погоджень землевідведення під будівництво нафтогазових об'єктів, в першу чергу свердловин. Терміни будівництва нових свердловин можна зменшити вдвічі, а значить, Україна швидше отримає власний газ».

Новітні технології

Вскрытие гидрофобных коллекторов с использованием буровых растворов на углеводородной основе / А. Р. Арсланбеков, А. А. Лутфуллин, А. В. Меденцев [и др.] // Бурение & нефть. – 2014. – № 9. – С. 29-34.

«Изучение имеющейся информации по коллекторам пласта БП16 Восточно-Таркосалинского месторождения и общих представлений по смачиваемости пород и движению жидкостей по поровым каналам разной природы позволило предположить, что вскрывались коллекторы пласта БП16, гидрофобные по своему характеру. Это поставило под сомнение эффективность использования РВО для бурения горизонтальных стволов. При вскрытии гидрофобных коллекторов на РВО могло происходить быстрое обводнение их порового пространства и снижение фазовой проницаемости по нефти. Возможно, это явилось одной из причин загрязнения призабойной зоны и трудностей при освоении горизонтальных скважин. Скорее всего, способствовала этому также длительность контакта раствора на водной основе с пластом (в отличие от бурения обычных околоразветвленных скважин). Если основываться на этом предположении, то наиболее подходящими растворами для вскрытия подобных коллекторов должны быть растворы на углеводородной основе.

В 2010 - 2011 гг. на Восточно-Таркосалинском месторождении было пробурено на РУО 4 горизонтальных ствола в 4 скважинах (в скважине № 10 пробурено 2 ствола). Результаты получились неоднозначные (табл. 3). Безусловного положительного результата по всем скважинам получить не удалось. Скважина № 10 дала очень неплохой результат, как по дебиту, так и по времени освоения.

Скважины № 6 и № 7 показали значительно более скромные дебиты, но и они дали факты для определенных, вполне однозначных выводов.

Как видно из табл. 3, все пробуренные скважины по положению на месторождении и по вскрываемым пластам можно разделить на две группы. Скважина № 10 с куста 8 пробурена в восточной части месторождения на пласт БП16 (1 - 3), который характеризуется относительно 4 куста сравнительно неплохими, хотя тоже не выдающимися, фильтрационно-емкостными свойствами. Скважины № 6 и № 7 пробурены с 4-ого куста в центральной зоне месторождения на пласты БП16 (1 - 2) и БП16 (2С), имеющие худшие параметры фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Табл. 3. Результаты освоения горизонтальных скважин на ВТСМ в 2010–2011 гг.

Куст	4	4	8	8
Скважина (ствол)	6	7	10 (1)	10 (2)
Интервал, м	3282 – 4200	3222 – 4100	3452 – 4332	2803 – 3993
Длина интервала, м	918	878	880	1190
Пласты продуктивные	БП16	БП16	БП16	БП16
Основной пласт	БП16 (1 – 2)	БП16 (2С)	БП16 (1 – 3)	БП16 (1 – 3)
Доля основного пласта, %	82	69,7	100	100
Нефтенасыщенная мощность, м	178,4	137,5	480,2	320
Средневзвешенная Кпр., мД	1,4	1,4	3,4	4,3
Макс. проницаемость, мД	9,4	8	18,2	25
Тип закачивания	цементир.	фильтр.	фильтр.	фильтр.
Диаметр шайбы, мм	ЭЦН	5	12	12
Диаметр штуцера, мм	нет	10	15	15
Тип перфоратора	ПКО-73	нет	нет	нет
Характеристика перфорации, отв. / диаметр	20/	нет	нет	нет
Жидкость в скв. перед перфорацией	вода техн.	нет	нет	нет
Жидкость в скв. перед освоением	вода техн.	РУО	нефть	нефть
Время освоения, час	264	14,2	9	9
Время выхода на режим, час	нет	14,2	48	48
Тип фильтра	нет	ФС-114	ФСГПО-127	ФС-114
Характеристика фильтра, ячейка/ отв. в мм	нет	0,25/10	0,25/10	0,25/10
Глубина спуска НКТ/диаметр	2622/73	3040/73	2794/73	2794/73
Уровень динамический, м	2630	1450	1945	1945
Дебит нефти, м³/сут	5 (период)	17	340	340

Кроме того, скважина № 6, хотя и была пробурена на РУО, заканчивалась совершенно по другой схеме, чем скважины № 7 и № 8. Хвостовик в ней был зацементирован, перфорация производилась на технической воде.

Это позволяет отдельно сравнить ее с соседкой по кусту. Это сравнение показывает, что скважина № 6 явно проигрывает скважине № 7 хотя ФЕС по этим двум скважинам примерно одинаковые (причем, очень плохие). Средневзвешенная проницаемость 1,4 мД, т.е. чуть выше границы коллектор - неколлектор, максимальные проницаемости тоже примерно равные, также как и нефтенасыщенные мощности. Результаты по продуктивности получены совершенно разные: скважину № 6 так и не удалось освоить (работала периодически с большими интервалами накопления), скважина № 7, хотя и с небольшим дебитом заработала сразу и стабильно самоизливом. Это сравнение показывает, насколько большое значение для данного коллектора имела жидкость и способ вскрытия пласта».

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

«В последнее время широкое распространение получил один из третичных методов увеличения нефтеотдачи пласта – электровоздействия на призабойную зону и продуктивный пласт (ЭВ). Этот метод эффективно применяется на многих месторождениях России, ближнего и дальнего зарубежья. Относительная простота применения, отсутствие вредного влияния на скважинное оборудование и добываемую нефть, безопасность для технического персонала и окружающей среды делают технологию все более привлекательной для многих нефтедобывающих организаций. Этому способствует и увеличение доли месторождений четвертого, заключительного периода разработки, и существующие недостатки традиционных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

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

* * *

«Электрокапиллярный эффект не является единственным, приводящим к изменению фазовых проницаемостей среды. С определенного момента времени воздействия в микро-неоднородной среде в микрокапиллярах, заполненных водой, начинает выделяться растворенный газ, что также приводит к снижению фазовой проницаемости по воде.

После прекращения электровоздействия измененная структура потоков в среде сохраняется в течение длительного срока, сохраняется, естественно, в течение этого времени и снижение обводненности скважины. После окончания эффекта электровоздействие на скважину можно повторить и добиться нового изменения потоков нефти и воды в среде.

Для реализации вышеуказанных эффектов в промысловых условиях используется специальная электронная аппаратура, позволяющая подводить импульсы электрического тока к продуктивному пласту через обсадную колонну или опущенный в скважину кабель. В процессе работы идет корректировка воздействия на пласт по специальной программе с использованием информации об изменениях в параметрах пласта в процессе его электрообработки».

Крапивина Т. Н. Совершенствование технологии и технических средств очистки газожидкостной смеси при вскрытии продуктивных пластов бурением при отрицательном перепаде дифференциального давления (ОПД) в системе скважина - пласт (на депрессии) / Т. Н. Крапивина, Н. И. Крысин // Стр-во нефтян. и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 23-24.

«При вскрытии продуктивных пластов на ОПД (депрессии) в качестве промывочного агента используется газожидкостная смесь (ГЖС), состоящая из нефти и инертного газа (азота), вводимого в нефть через эжектор. Концентрация азота определяется исходя из плотности нефти с учетом требуемой плотности ГЖС, обеспечивающей создание расчетной величины депрессии на продуктивный пласт в пределах 0,5... 1,0 МПа.

Наряду с указанными компонентами ГЖС также содержит воду, которая добывается вместе с нефтью, а также поступает в неё из водоносных пластов при вскрытии их бурением на депрессии. Одной из основных особенностей очистки ГЖС от шлама в сравнении с очисткой буровых растворов является наличие в ней углеводородного газа, который при определенном количественном соотношении с сероводородом и кислородом взрывоопасен, что не позволяет применять для очистки ГЖС от шлама стандартную открытую систему очистки современных буровых установок.

Перед очисткой ГЖС от шлама из неё необходимо выделить углеводородный газ, поступивший в скважину совместно с нефтью.

Выделение углеводородного газа из ГЖС производится в передвижной сепарационной установке (ПСУ). Применяемая в настоящее время ПСУ представляет собой герметичную цилин-

дрическую емкость, в которую вмонтирован гидроциклон, с помощью последнего происходит выделение газа и шлама из ГЖС.

Выделенный газ направляется на факельную установку, где сжигается. Шлам из гидроциклона, как планировали разработчики, должен был оседать на дно ПСУ.

Однако, как показала практика эксплуатации этих ПСУ в течение 15 лет, шлам только частично оседает на дно и внутренние стенки ПСУ, а значительная его часть уносится ГЖС в приемную емкость бурового насоса.

Этому способствует тонкодисперсный шлам, образуемый при бурении ВЗД с промывкой ГЖС ввиду меньшего на 15...20 % крутящего момента на долоте в сравнении с бурением с промывкой водой. Низкий крутящий момент не создает нагрузку на долото, позволяющую иметь режим объёмного разрушения, когда образуется крупный шлам».

Мамедтагизаде А. М. Новые технологии проводки наклонных и горизонтальных скважин на месторождениях Западного Казахстана / А. М. Мамедтагизаде, А. Ю. Кулиева // Стр-во нефтян. и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 12-15.

«Точность регулирования процесса искривления ствола скважины во многом зависит от правильного выбора компоновок низа бурильного инструмента. Разработан ряд теоретических моделей, которые позволяют подобрать компоновки низа бурильного инструмента, изменяющие параметры искривления наклонных скважин (азимут и угол искривления) в широком диапазоне. Используя эти теоретические модели, начиная с 1976 г. по настоящее время, на площадях Узень, Асар, Карамандыбас, Каламкас был внедрен ряд рациональных компоновок, обеспечивающих качественную и успешную про-

водку всех участков профиля скважины с учетом конструкции, режима бурения, угла наклона, размеров долот и целей искривления скважин».

* * * *

«Для стабилизации зенитного угла и азимута ствола скважин и интенсивного снижения зенитного угла, пробуренных в Узеньском и Жетыбайском управлениях буровых работ (УБР), были использованы следующие КНБК:

а) для стабилизации зенитного угла и азимута - долото диаметром 215,9 мм, удлинитель из 178-мм УБТ длиной 0,8 м, калибратор диаметром 215,9 мм, секционный турбобур 2ТСШ-195 мм, центратор диаметром 212 мм, установленный над турбобуром, 180-мм ТЛБТ длиной 25 м, 147-мм ЛБТ длиной 50 м, 127-мм бурильные трубы;

б) для интенсивного снижения зенитного угла - долото диаметром 215,9 мм, удлинитель из 178-мм УБТ длиной 0,8 м, калибратор диаметром 214 мм, секционный турбобур 2ТСШ-195 мм, центратор диаметром 212 мм, установленный над турбобуром, 180-мм ТЛБТ длиной 25 м, 147-мм ЛБТ длиной 50 м, 127-мм бурильные трубы».

Перфилов В. А. Технические и экологические аспекты современных подводных буровых комплексов / В. А. Перфилов, Д. В. Быков, Д. В. Орешкин // Стр-во нефтян. и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 9. – С. 10-12.

«Буровое судно имеет 4 движителя, которые удерживают его на заданной глубине и по горизонтали, для сопротивления подводным течениям и удерживания судна в горизонтальном положении. Форма подводных буровых судов должна быть обтекаемо-круговой, для удобного соединения отдельных тех-

нологических комплексов. Проблемой этих видов подводных комплексов является технология подводного бурения. Она отличается наличием водоотделяющей колонны от технологии бурения на суше. Цементирование скважин происходит до самого устья. Есть сложность в дегазации бурового раствора и промывочных жидкостей. Более того, для освоения нефтегазовых ресурсов океана требуется создание подводных буксиров, трубоукладчиков, нефтехранилищ, танкеров для сжиженного природного и нефтяного газов, аварийно-спасательных и строительно-монтажных судов и др. Установка на донную опорную плиту подводного бурового судна является технически сложной операцией. В разработанном подводном буровом комплексе ОАО «ЦКБ «Лазурит» она является главной проблемой из-за больших габаритов и массы. Для выполнения этой операции разработчик предлагает использовать роботизированные механизмы, требующие большой точности для исключения аварийной ситуации. Во втором рассмотренном буровом комплексе отсутствует эта проблема. Проектирование бурового судна-катамарана и установка на сооружении 4 движителей, расположенных крест-накрест, позволяют удерживать платформу на одной глубине по вертикали и горизонтали».

Розвиток технологій переробки природного газу в рідкі синтетичні палива та перспективи їх впровадження для розробки родовищ вуглеводнів / М. В. Гунда, Д. О. Єгер, Ю. О. Зарубін [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2014. – № 1. – С. 38-42.

«GTL-технологія в основному використовує процес Фішера-Тропша, винайдений ще в 30-х роках минулого століття. Сировиною для процесу Фішера-Тропша можуть бути тверді речовини (вугілля), рідини (залишкові продукти НПЗ) або і при-

родний газ. Однак сьогодні GTL-технологія в основному асоціюється із конверсією природного газу та газів, багатих на метан, в результаті якої утворюється синтетична нафта, що практично не містить таких домішок, як сірка, ароматичні вуглеводні і метали. Конверсія відбувається через пряме перетворення або через утворення синтез-газу як проміжного продукту. За час існування технології (рис. 1) відбувалося декілька динамічних хвиль її розвитку, але найбільш інтенсивного зростання досягнуто з відкриттям у 90-х роках минулого століття нових матеріалів та нанотехнологій.

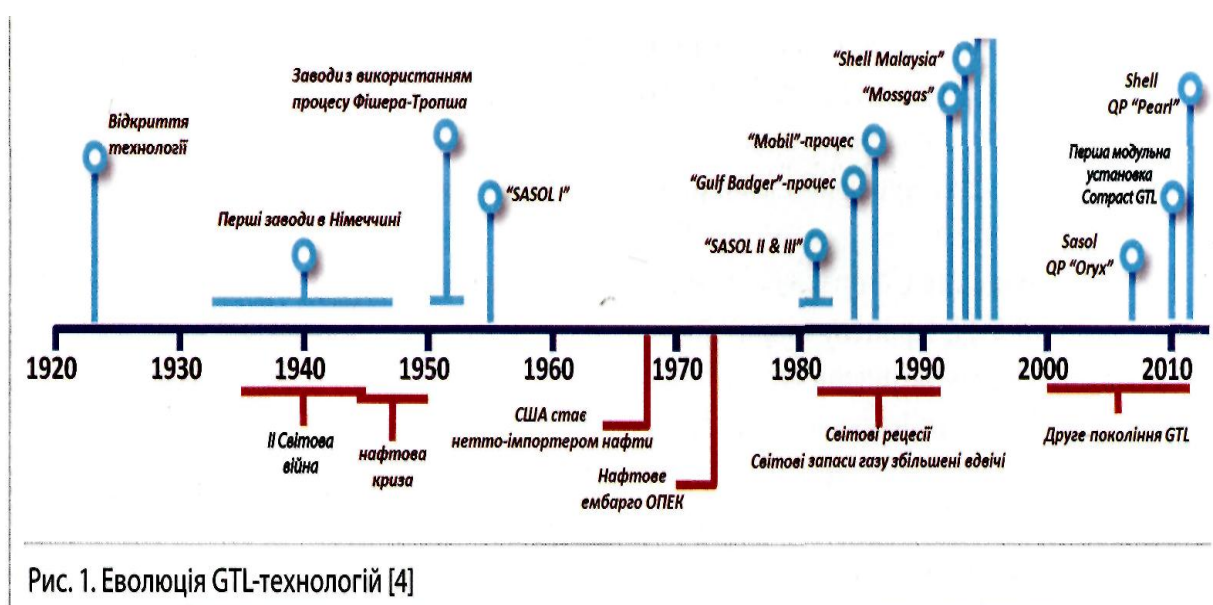


Рис. 1. Еволюція GTL-технологій [4]

1922 року Франц Фішер і Ганс Тропш використали залізний каталізатор для перетворення CO і H₂ у суміш вуглеводнів і кисневмісних сполук.

1950—1990-ті р.: південноафриканська компанія Sasol комерційно розвиває процес Фішера-Тропша (у поєднанні з газифікацією вугілля) для перетворення вугілля у вуглеводні - загальною ПВП 4 млн т/рік на трьох GTL заводах.

1980-2000-ті рр.: компанія Shell використовує процес Фішера-Тропша для перетворення природного газу на високоякісне пальне в Бінтулу, Малайзія.

2000-сьогодення: заводи нового покоління ORYX та Pearl у Катарі. Поява нових гравців у GTL-області (ExxonMobil, BP, ConocoPhillips), оголошено ряд нових проектів у Нігерії, Китаї та Латинській Америці. Поява перших модульних GTL-установок».

Свалов А. М. Проблемы определения капиллярного давления в образцах горных пород методом центрифугирования (часть 1) / А. М. Свалов // Нефт. хоз-во. – 2014. – № 8. – С. 40-43.

«В статье рассмотрены проблемы определения повышенных значений капиллярного давления при применении метода центрифугирования, поскольку, как это будет показано ниже, капиллярные давления, близкие к 0,1 МПа и более, физически не могут достигаться при применении стандартных методов центрифугирования из-за разрыва жидких флюидов при снижении давления в них до отрицательных значений при высокой частоте вращения центрифуги. Следовательно, капиллярные давления, рассчитываемые по той или иной методике обработки данных центрифугирования и при этом превышающие 0,1 МПа, фактически являются следствием ошибочной интерпретации процессов вытеснения смачивающей жидкости из вращающегося образца породы. Для достижения высоких значений капиллярного давления в образцах породы при применении метода центрифугирования предлагается способ, согласно которому начальное давление в загерметизированном кернодержателе центрифуги должно превышать максимальное ожидаемое капиллярное давление в породе, что предотвратит снижение давления в вращающемся образце породы до отрицательных значений.

Проанализируем особенности распределения давления во флюидах, насыщающих вращающийся образец породы, при стандартном способе определения капиллярного давления методом центрифугирования.

Применение данного способа предполагает размещение образца горной породы, насыщенного вытесняемым смачивающим флюидом, в кернодержателе центрифуги, заполненном несмачивающим породу флюидом, с последующим вращением центрифуги с различными угловыми скоростями, измерением объемов вытесняемой жидкости в калиброванную мерную трубку и последующим расчетом на основе полученных данных капиллярного давления в зависимости от насыщенности образца.

Этот способ основан на различии распределения давления в разных фазах двухфазной вращающейся среды, обусловленном различием плотностей фаз, которое в установившемся состоянии уравнивается капиллярным давлением, т.е. разницей давления в несмачивающей и смачивающей фазах. Распределение давлений вдоль вращающегося образца в этих двух фазах определяется на основе точных гидродинамических формул, а интегральная установившаяся насыщенность образца породы смачивающей фазой – как разность начального количества этой фазы в образце породы и ее вытесненного объема.



Практика застосування

Берлин М. А. Добывать и перерабатывать попутный нефтяной газ должно быть выгодно всем / М. А. Берлин // Бурение & нефть. – 2014. – № 9. – С. 47-49.

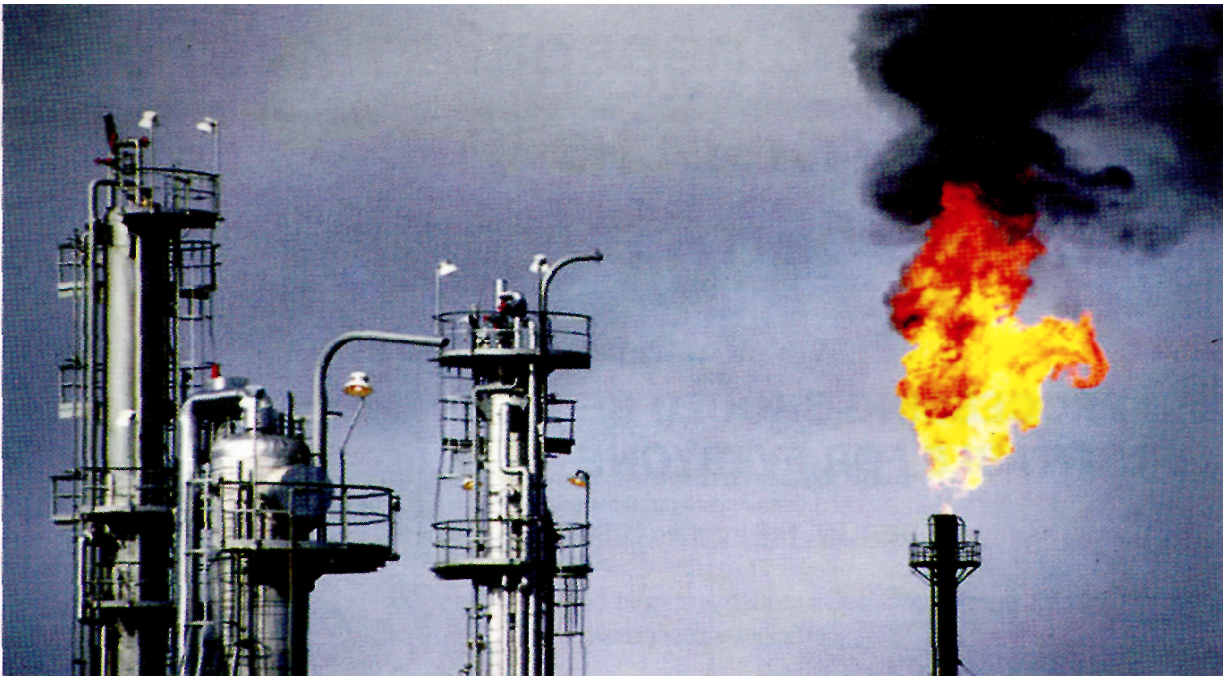
«ГПЗ не должны быть большой производительности: 0,5 - 1,0 млрд м³/год. Очень желательно, чтобы ГПЗ были в блочном исполнении (компрессорный блок, блок колонн, блок осушки, блок очистки и т.д.), которые могли бы быстро разбираться, когда иссякает сырье, и транспортироваться на новые месторождения.

Такую попытку еще в начале 80-х гг. прошлого столетия предпринял институт ВНИПИгазпереработка (Краснодар). Но не нашлось предприятий для изготовления блочного завода. Этот же институт в начале 90-х гг. создал МГБУ по переработке ПНГ причем установки были не только сконструированы, но и созданы в металле и работали.

Несколько непонятно, почему представители «Сибура», нуждающегося в сырье, считают достижением переработку 50 % получаемого ПНГ? Почему они считают нормальным, что в 2020 г. 45 % непереработанного газа будет сжигаться на электростанциях или закачиваться в пласт?

Подход может быть только один: каждый кубометр ПНГ должен быть квалифицированно переработан с извлечением не менее 90% этана^{+высшие}, а сухой газ можно направить и на электростанции, и закачивать в пласт, и использовать на собственные нужды промыслов и т. д.

Но при этом надо помнить, что и сухой газ может быть переработан в процессе «газ в жидкость» с получением синтетической нефти и ценнейших нефтепродуктов. Многие специалисты поддерживают такую постановку вопроса в части использования ПНГ».



Burisma Holdings демонструє відкритість своєї діяльності та підводить підсумки роботи за 10 місяців 2014 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: burisma.com/article-10.html

«Найбільша незалежна газовидобувна компанія України Burisma Holdings підвела попередні підсумки роботи за 10 міс. 2014 і визначила пріоритетні напрямки діяльності на 2015 р. У січні-жовтні сукупний видобуток природного газу склав 560 млн куб. м, це на 58 % більше показника аналогічного періоду в 2013 г. До кінця поточного року Burisma Holdings планує перевищити показник видобутку в 700 млн куб. м газу. Сукупні інвестиції Burisma Holdings за підсумками 2014 складуть близько 2 млрд грн. Згідно затвердженої стратегії, базовий сценарій розвитку Burisma Holdings передбачає введення 28 нових свердловин та інвестиції на рівні 3 млрд. грн за умови зниження ренти за користування надрами. У 2015 році компанія планує вийти на обсяг видобутку понад 1 млрд. куб. м природного газу».

«Прозорість та відкритість компанії - основні складові діяльності найбільшого незалежного газовидобувника України. За сухими цифрами економічних результатів ми хочемо показати масштаб роботи, що була зроблена на наших родовищах за останній рік в рамках реалізації інноваційного підходу. Ці результати ми продемонстрували експертам представникам найбільших українських ЗМІ», - говорить Радник Ради директорів Burisma Holdings Вадим Пожарський. Зокрема, в рамках недавнього презентаційного туру була представлена робота на трьох родовищах Burisma Holdings. Експерти та представники медіа отримали унікальну можливість піднятися на найпотужнішу бурову вишку України, побачити недавно введену в експлуатацію установку з регенерації метанолу, ознайомитися з процесом впровадження західних технологій, і поспілкуватися з консультантами бурових бригад із США».

* * *

«Сьогодні компанія залучає найкращі іноземні практики як в корпоративних стандартах, так і в технологічних процесах буріння і розвідки. Лідерство нашої компанії - не лише за найбільшим обсягом видобутку серед незалежних виробників природного газу, а й за динамікою впровадження нових технологій», - відзначив Вадим Пожарський. За його словами, сьогодні Burisma Holdings є невід'ємною складовою реалізації національної Стратегії енергонезалежності країни, прагнучи максимально збільшити внутрішній видобуток природного газу через впровадження унікальних у світовому масштабі технологій. Використання американського бурового обладнання та залучення досвідчених буровиків дозволили довести швидкість буріння свердловин глибиною до 3000 м до 25-28 діб, це в 5 разів швидше стандартних показників на ринку.

Лагуткин А. К. Комплекс оперативного контроля над основными технологическими параметрами при бурении и ремонте скважин ДЭЛ-150 / А. К. Лагуткин // Бурение & нефть. – 2014. – № 9. – С. 68-71.

«ДЭЛ-150 предназначен для измерения, визуального отображения и регистрации основных технологических параметров при бурении и ремонте скважин. ДЭЛ-150 эксплуатируется автономно и не требует постоянного присутствия специалистов. Все данные регистрируются в съемном модуле памяти контроллера 1 одновременно в режиме «online» передаются по каналу GPRS на компьютер диспетчера. В нем специальная программа создает базу данных, формирует отчеты и графики о проделанной работе на скважине. Параллельно данные с ДЭЛ-150 по радиоканалу могут передаваться на ПК на рабочем месте мастера, где возможно осуществлять контроль над ходом работ в режиме «online». Комплекс ДЭЛ-150 позволяет контролировать и регистрировать необходимое количество технологических параметров, таких как:

- нагрузку на крюке подъемной установки;
- нагрузку на буровой инструмент;
- крутящий момент на роторе, как с сарданным приводом, так и с цепным;
- обороты стола ротора;
- крутящий момент при свинчивании труб, как механическими ключами, так и штوماتическими;
- давление ПЖ на входе (манифольде);
- скорость талевого блока;
- положение талевого блока над стогом;
- уровень ПЖ в емкостях;
- индикацию выхода ПЖ;
- расход ПЖ на входе;

- концентрацию опасных газов в рабочей зоне;
- подъем стола ротора.

ДЭЛ-150 состоит из модулей, датчиков и индикаторов. Архитектура комплекса гибкая и формируется под требования конкретного заказчика подключением необходимого количества датчиков и индикаторов.

У ДЭЛ-150 есть ряд преимуществ перед аналогичными контрольно-измерительными комплексами.

Для измерения веса на крюке для ДЭЛ-150 разработаны различные типы датчиков нагрузки на канате. Два из них используются при закреплении «мертвого конца» каната на вращающемся барабане с осью и рычагом, опирающимся или растягивающим датчик нагрузки. При обычной, жесткой заделке «мертвого» конца каната, в ДЭЛ-150 используется накладной датчик нагрузки на канате оригинальной конструкции ДН-130. В нем разработчики ушли от обычной схемы крепления накладных датчиков на канате - в трех точках. «Трехточечные» датчики обладают существенным недостатком: при переустановке датчика с каната на канат после калибровки появляется дополнительная погрешность измерений - т. н. погрешность переустановки. Причиной тому является невозможность повторить при переустановке точную геометрию положения точек контакта датчика с канатом, которая была при калибровке».

Турбаков М. С. Совершенствование устройств виброволнового воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации отборов нефти / М. С. Турбаков, А. А. Щербаков, В. Д. Гребнев // Нефтян. хоз-во. – 2014. – № 8. – С. 87-89.

«Эффективность разработки нефтяного месторождения существенно зависит от состояния призабойной зоны пласта

(ПЗП), где все процессы протекают наиболее интенсивно при температурах и давлениях, отличающихся от начальных. ПЗП является фильтром, в котором откладываются различные углеводородные компоненты (асфальтены, смолы, парафины и др.) и соли, образующиеся в результате нарушения термодинамического равновесия. При отборе жидкости из пласта важно сохранить ПЗП в таком состоянии, чтобы энергия, необходимая для преодоления фильтрационных сопротивлений в ПЗП, была достаточно мала, так как уже в процессе бурения скважины происходит перераспределение (как правило, увеличение) внутренних напряжений в окружающей забой горной породе вследствие кратковременного воздействия на ПЗП ударных волн различных частот при перфорации обсадной колонны.

Применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов позволяет снижать фильтрационные сопротивления в ПЗП, стабилизировать добычу и наиболее эффективно разрабатывать находящиеся на завершающей стадии месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Одним из методов интенсификации добычи является виброволновое воздействие, которое эффективно проводить в скважинах с проницаемостью ПЗП ниже средней проницаемости пласта или его удаленной зоны, ухудшенными коллекторскими свойствами пласта, низкой проницаемостью пород, но с высоким пластовым давлением. Хорошие результаты его применения получают в скважинах с пластовым давлением, близким к гидростатическому. Виброволновое воздействие на призабойную зону пласта заключается в том, что на забое скважины с помощью специального устройства создаются волновые возмущения среды в виде гидравлических импульсов или резких колебаний давления различных частоты и амплитуды. При этом возникают значительные перепады

давления, воздействующие на свойства добываемой жидкости и горной породы, в которой образуются разрывы и микротрещины, т.е. операция осуществляется так же, как гидроразрыв пласта (ГРП), с использованием в основном того же оборудования. До применения метода в скважине проводится комплекс геофизических исследований, определяется глубина спуска устройства, рассчитываются объем рабочей (нефти, раствора соляной кислоты и др.) и продавочной (нефти, воды и др.) жидкостей, ожидаемые давления, определяются число и схема расстановки насосных агрегатов (расход рабочей жидкости берется из расчета 2-3 м³/м толщины пласта)».



Обладнання та інструменти

Ашимов Р. Р. Интеграция технологических и конструктивных решений алмазного породоразрушающего инструмента в процессы строительства скважины / Р. Р. Ашимов // Бурение & нефть. – 2014. – № 10. – С. 14-15.

«Объективных причин необходимости развития интеграции инженерных решений в нефтегазовом сервисе несколько.

Во-первых, сегодня каждая скважина является проектом, и проектом индивидуальным. На одной площади, на одном месторождении соседние скважины не похожи друг на друга хотя бы потому, что бурятся в различных азимутальных направлениях.

Во-вторых, все мы (и даже те, кто не признает этого) уже находимся в процессе вертикальной технологической интеграции, являясь предприятиями одной отрасли - нефтегазового сервиса, специализируясь на изготовлении узлов, деталей, заготовок, необходимых для производства конечного продукта. И для нас всех конечным продуктом является метр выбуренных пород.

В-третьих, особенности деятельности научно-исследовательских проектных институтов таковы, что, если мы будем полностью соблюдать регламенты, которые в этих проектах заложены, мы не получим тех результатов, которые ждет от нас заказчик. Как правило, возникают противоречия инженерного характера, например, между предприятиями, занимающимися отбором керна, компаниями, которые поставляют забойные двигатели, и производителями долот. В ряде случаев заказчик готов принять инновационные разработки, но убедить заказчика всегда проще совместно. Когда приходит производитель долот, его позиция может быть не принята, но когда вместе с ним приходят телеметрическая служба, растворная, обеспечивающая работоспособность

забойного двигателя, заказчик получает возможность оценить общую картину, позволяющую в результате повысить эффективность его деятельности. А главное, он видит, что есть понимание между всеми сервисными компаниями, участвующими в процессе. Нет разногласий, все участники готовы работать единым блоком, потому что это выгодно всем. В конечном счете происходит объединение на достижение результата для заказчика. Есть результат - всегда будет работа, всегда будет заказ.

Хорошо известно, как наш общий заказчик «бьется» за снижение цены на наши работы в борьбе за свою экономическую эффективность. Цель понятна, но путь не бесконечен, как не бесконечна объективная возможность снижать цены».



Елагина О. Ю. Защита соединительных муфт насосно-компрессорных труб при спуско-подъемных операциях в наклонно направленных скважинах / О. Ю. Елагина, Н. С. Нестеренко // Упр. качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – № 3. – С. 42-46.

«Среди устройств, защищающих глубинно-насосное оборудование от износа, можно выделить полиэтиленовые центраторы, центраторы, снабженные шариками, роликовые

центраторы и др. Однако, положительный эффект от применения этих устройств сопровождается относительной сложностью их применения, коротким сроком службы и ограниченной надежностью.

Одним из традиционных методов повышения ресурса работы НКТ является упрочнение наружной поверхности замков путем нанесения износостойких защитных поясков различными методами наплавки. Однако, высокотвердые износостойкие слои при контакте с обсадной колонной скважины вызывают интенсификацию ее износа. Кроме того, такие покрытия, как правило, вызывают рост коэффициента трения до 0,6 - 0,7 и приводят существенному повышению тянущего момента для подъема колонны НКТ, и как следствие, росту энергозатрат на спуско-подъемные операции.

Снижение коэффициента трения в зоне контакта НКТ с обсадной колонной могут обеспечить антифрикционные покрытия, которые в процессе своего изнашивания при СПО выполняют роль твердой смазки, защищая поверхность контактирующих элементов от износа. В связи с этим, целью настоящей работы являлось проведение сравнительной оценки эффективности применения защитных антифрикционных покрытий разного химического состава, наносимого на протекторные кольца и соединительные муфты НКТ».

Литкевич Ю. Ф. Разработка буровых коронок, армированных АТП, для бурения с отбором керна съемным керноприемником / Ю. Ф. Литкевич, А. А. Третьяк // Стр-во нефтян. и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 33-36.

«Опыт применения коронок, армированных АТП (PDC – polycrystalline diamond compact), показывает их высокую эффективность при бурении крепких известняков с прослоями

аргиллитов, доломитов, мергелей, относящихся по твердости к средним, среднетвердым и твердым породам, с включениями абразивных пропластков.

Перед нами была поставлена задача разработать буровую коронку диаметром 123 мм для работы со съемным керноприемником для отбора керна диаметром 85 мм и обеспечивающей механическую скорость до 10 м/ч, а также проходку до полного износа не менее 150 м.

В настоящее время нет общепринятой научной теории, позволяющей делать расчеты рациональных конструктивных параметров установки АТП на режущей части коронок».

* * *

«Для увеличения наработки коронки, которая определяется потерей диаметра скважины и увеличением диаметра керна, необходимо уменьшать нагрузку на режущие элементы, обрабатывающие стенку скважины и цилиндрическую поверхность керна. Это достигается расстановкой режущих элементов так, чтобы они, формируя забой скважины, работали по полублокированной схеме.

На режущих элементах, осуществляющих полублокированное резание при обработке уступа со стороны наружной стенки скважины и формирующих плоскость забоя под углом 30° к продольной оси скважины, сопротивление внедрению в породу на скважины, сопротивление внедрению в породу на 18...20 % меньше, чем при работе в щели. Это уменьшение нагрузки объясняет формирование кромки равного износа на режущих элементах, установленных на разных радиусах коронки.

При полублокированной схеме расположения режущих элементов, обрабатывающих уступ и формирующих плоскость забоя под углом 60° к продольной оси со стороны керна, сопротивление внедрению уменьшается на 5...7 % по сравнению с нагрузками на АТП, работающие в щели. При больших углах наклона забоя к продольной оси скважины нагрузки на режущих элементах практически выравниваются».

Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных буровых долот с центральной промывкой / Д. Ю. Сериков // Стр-тво нефтян. и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 9. – С. 16-20.

«При бурении нефтяных и газовых скважин шарошечным инструментом, оснащенным прямозубым вооружением, особенно в породах средней категории твердости, часто возникают проблемы, связанные с высокой энергоемкостью процесса разрушения породы и неэффективной схемой эвакуации шлама с забоя в затрубное пространство. Это объясняется тем, что при существующей схеме расположения зубьев, когда их площадки притупления ориентированы вдоль образующей шарошки, шлам многократно подвергается повторному измельчению вооружением шарошек, что, с одной стороны, снижает механическую скорость, а с другой – увеличивает износ и самих зубьев. В первую очередь это касается периферийных венцов, что связано как с повторным измельчением разрушенного шлама поверхности забоя, так и породы, осыпающейся со стенок скважины в процессе ее калибрования тыльными конусами шарошек. Еще одним недостатком прямозубого вооружения является вероятность образования «рейки», особенно при бурении по породам средней категории твердости. Все это негативно влияет на эффективность работы шарошечных буровых долот».

* * *

«Косозубое вооружение шарошек, в отличие от стандартного прямозубого, позволяет управлять направлением эвакуации шлама как на поверхности забоя, так и во всей призабойной зоне, включая и надшарошечное пространство. Одной из важнейших задач оптимизации данного процесса является недопущение возникновения

противодвижений между механической эвакуации породы зубьями шарошек и основными гидравлическими потоками бурового раствора. Только при соблюдении этого условия можно значительно повысить эффективность работы бурового долота за счет улучшения очистки забоя скважины от шлама.

Помимо этого косозубое вооружение позволяет уже на стадии его проектирования минимизировать вероятность отклонения (увода) долота от проектной оси скважины при бурении за счет контролирования суммарной осевой составляющей усилия воздействия на породу наклонных зубьев каждой из шарошек».

Сериков Д. Ю. Совершенствование способов крепления твердосплавных зубков в бурильном инструменте / Д. Ю. Сериков, Н. М. Панин // Стр-во нефтян. и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 30-32.

«Эффективность работы бурильного инструмента зависит от многих факторов, одним из них является надежность крепления твердосплавных зубков в корпусе долота. В настоящее время как в отечественной, так и зарубежной практике при производстве бурильного инструмента с твердосплавным вооружением основным способом крепления зубков является метод запрессовки. Однако данный способ имеет ряд существенных недостатков, основные из которых – значительная трудоемкость и дороговизна операций по шлифовке твердосплавных зубков. Некачественная шлифовка зубков приводит к снижению надежности их крепления и как следствие – выпадению на забой скважины, что требует проведения дополнительных материальных и трудовых затрат на очистку забоя, причем эти затраты резко увеличиваются с ростом глубины скважины.

В США впервые с целью повышения надежности крепления

твердосплавных зубков было предложено их хвостовики выполнять граненой формы, т.е. в виде перемежающихся ребер и впадин, расположенных параллельно оси зубка. В этих зубках наружный диаметр описанной окружности хвостовика больше, а вписанный – меньше диаметра отверстия под зубки. Такое выполнение зубков позволяет врезать вершины ребер хвостовика в стенки отверстия бурильного инструмента и тем самым обеспечивает необходимый натяг и прочное соединение зубка с корпусом инструмента благодаря исключению поворота зубков вокруг своей оси. Экспериментально определено, что усилие, необходимое для запрессовки гладкого зубка с наружным диаметром 8,5 мм, составляет 24 кН, а для его извлечения – 12 кН, в то время как усилие для запрессовки и извлечения зубка с ребристой поверхностью составляет соответственно 40 и 18 кН. Однако в силу сложной технологии изготовления таких зубков они не нашли широкого применения при производстве бурильного инструмента».

Довідкове видання

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 2

Українською мовою

Редагування

Л. А. Жолобка

Комп'ютерний набір

Л. М. Локотюш

Комп'ютерна верстка

Ю. В. Кобітович

Відповідальна за випуск

Я. А. Пилип

