



ISSN 2518-1955

до 120-ої річниці з дня народження  
Юрія Кондратюка (Олександра Шаргея)



Науково-технічний журнал  
Число 2

# НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ OIL AND GAS ENGINEERING

Полтавський національний технічний університет

2017



Журнал виходить за підтримки редакції  
української «Гірничої енциклопедії»



# НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

Число 2

ISSN 2518-1955

Полтавський національний технічний університет  
імені Юрія Кондратюка  
2017

**РЕДАКЦІЙНА  
КОЛЕГІЯ:**

**Білецький В.С.**, д.т.н., професор, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, дійсний член Гірничої академії України та Академії економічних наук України, редактор випуску;

**Бойко В.С.**, д.т.н., професор, Івано-Франківський національний технічний університет нафти та газу;

**Бондаренко В.І.**, д.т.н., професор, Національний гірничий університет, дійсний член Академії інженерних наук України;

**Бучинський М.Я.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ, головний механік ПрАТ «Пласт»;

**Вдовиченко А.І.**, голова правління ВГО «Спілка буровиків України», член-кореспондент Академії технологічних наук України;

**Вітрик В.Г.**, к.т.н., ТОВ «НТП «Бурова техніка», дійсний член Української нафтогазової академії (УНГА);

**Гайко Г.І.**, д.т.н., професор, Національний технічний університет «Київська Політехніка», член-кореспондент Академії будівництва України;

**Дмитренко В.І.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ;

**Закревський О.В.**, Карпатський експертно-технічний центр Державної служби України з питань праці;

**Коболев В.П.**, д.г.н., с.н.с., завідувач відділу сейсмометрії і фізичних властивостей речовини Землі, Інститут геофізики ім. С.І.Суботіна НАН України;

**Лазаренко О.Г.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ; керівник департаменту з буріння та свердловинних технологій ПрАТ «Нафтогазвидобування»;

**Матвієнко А.М.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ;

**Орловський В.М.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ;

**Політучий О.І.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ, президент геолого-промислової корпорації «Горизонт»;

**Пьотр Салуга**, доктор габілітований «Гірничо-металургійна академія ім. Станіслава Сташиця», Польща;

**Савик В.М.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ.

**Фик І.М.**, д.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», дійсний член Української нафтогазової академії;

**Яремійчук Р.С.**, д.т.н., професор, м. Львів.

Засновник та  
видавець

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, 36011, м. Полтава, просп. Першотравневий, 24. Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до Державного реєстру видавців, виробників і розповсюджувачів видавничої продукції, Серія ДК, №3130 від 06.03.2008 р.

Адреса видавця та  
редколегії

36011, Україна, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24, корпус А, 020/1-А кафедра «Обладнання нафтових і газових промислів» ПолтНТУ  
Телефон: (05322) 2-78-81; (067)717-80-68. E-mail: kafedraongp@i.ua

Виготовлення

Україна, 69097, Запорізька область, м. Запоріжжя, Хортицький р-н, вул. Сергієнка (Задніпровська), буд. 34. Типографія «УСПЕХ ПРИНТ», Наклад 100 примірників (1-й завод – 50 прим.). Формат 60x90/8.  
Папір крейдований і офсетний.

Зареєстровано

Свідоцтво про державну реєстрацію державного засобу масової інформації ПЛ 1183-440Р від 01.12.2016

Журнал в інтернеті

<http://reposit.pntu.edu.ua/handle/PolNTU/963>



The journal is supported by the Ukrainian  
edition «Mining encyclopedia»



# OIL AND GAS ENGINEERING

Volume 2

ISSN 2518-1955

Poltava National Technical  
Yuriy Kondratyuk University  
2017

EDITORIAL  
BOARD:

Biletsky V.S., D.Sc., Professor, Poltava National Technical University, member of the Mining Academy of Ukraine and the Academy of Economic Sciences of Ukraine, editor of the issue;  
Boiko V.S., D.Sc., Professor, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;  
Bondarenko V.I., D.Sc., Professor, National Mining University, member of the Academy of Engineering Sciences of Ukraine;  
Buchynsky M.Y., Ph.D., associate professor PoltNTU, chief engineer of PJSC "Plast";  
Vdovychenko A.I., chairman of the NGO "Union drillers Ukraine", corresponding member of the Academy of Technological Sciences of Ukraine;  
Vitryk V.G., Ph.D., LLC "NTP" Drilling equipment ", member of Ukrainian Oil and Gas Academy (UOGA);  
Gayko G.I., D.Sc., Professor, National Technical University "Kyiv Polytechnic", corresponding member of the Academy of Ukraine;  
Dmytrenko V.I., Ph.D., associate professor PoltNTU;  
Zakrevsky OV, Carpathian expert technical center of State Service of Ukraine on labor;  
Kobolev V.P., D.Sc., Head of seismometry and physical properties of the Earth Institute of Geophysics. S.I.Subotina NAS of Ukraine;  
Lazarenko A.G., Ph.D., associate professor PoltNTU; head of drilling and downhole technology PJSC "Naftohazvydobuvannya";  
Matvienko A.N., Ph.D., associate professor PoltNTU;  
Orlovsky V.M., Ph.D., associate professor PoltNTU;  
Polituchy O.I., Ph.D., associate professor PoltNTU, President of Geology and Industrial Corporation "Horizon";  
Piotr Saluha, D.Sc., "Krakow Mining and Metallurgical Academy", Poland;  
Savyk V.M., Ph.D., associate professor PoltNTU;  
Fyk I.M., D.Sc., Professor, National Technical University 'Kharkiv Polytechnic Institute ", member of the Ukrainian Oil and Gas Academy;  
Yaremiychuk R.S., D.Sc., Professor, m. Lviv.

Founder and publisher	Poltava National Technical University, 36011, Ukraine, Poltava, 24, Pershotravnevyi avenue. Certificate of Publisher DK, № 3130 dated 03.06.2008.
Address of editor and editorial office	36011, Ukraine, Poltava, 24, Pershotravnevyi avenue. Building A, 020/1-A Department "Equipment oil and gas fields" Phone: (05322) 2-78-81; (067) 717-80-68. E-mail: kafedraongp@i.ua
Production	69097, Ukraine, Zaporozhye, Khortytskyi District, Serhiyenko (Zadneprovski) Street. 34. Printing "Success Print", Number of copies printed 100 (1st plant – 50). Sheet size 60x90/8. Coated paper and offset.
Journal is registered	in Ukraine's Ministry of Justice. The register number is ПЛІ 1183-440P dated from 12.01.2016
Journal in Internet	<a href="http://reposit.pntu.edu.ua/handle/PoltNTU/963">http://reposit.pntu.edu.ua/handle/PoltNTU/963</a>



Журнал выходит при поддержке редакции  
украинской «Горной энциклопедии»



# НЕФТЕГАЗОВАЯ ИНЖЕНЕРИЯ

Номер 2

ISSN 2518-1955

Полтавский национальный технический университет  
имени Юрия Кондратюка  
2017

**РЕДАКЦИОННАЯ  
КОЛЛЕГИЯ:**

**Белецкий В.С.**, д.т.н., профессор, Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка, действительный член Горной академии Украины и Академии экономических наук Украины;

**Бойко В.С.**, д.т.н., профессор, Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа;

**Бондаренко В.И.**, д.т.н., профессор, Национальный горный университет, действительный член Академии инженерных наук Украины;

**Бучинский М.Я.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ, главный механик ЗАО «Пласт»;

**Вдовиченко А.И.**, председатель правления ВГО «Союз буровиков Украины», член-кор. Академии технологических наук Украины;

**Витрик В.Г.**, к.т.н., ООО «НТП» Буровая техника», действительный член Украинской нефтегазовой академии (УНГА);

**Гайко Г.И.**, д.т.н., профессор, Национальный технический университет «Киевская политехника», член-кор. Академии строительства Украины;

**Дмитренко В.И.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ;

**Закревский А.В.**, Карпатский экспертно-технический центр Государственной службы Украины по вопросам труда;

**Коболев В.П.**, д.г.н., с.н.с., заведующий отделом сейсмометрии и физических свойств вещества Земли, Институт геофизики им. С.И.Субботина НАН Украины;

**Лазаренко А.Г.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ; руководитель департамента по бурению и скважинным технологиям ЗАО «Нефтегаздобыча»;

**Матвиенко А.М.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ;

**Орловский В.Н.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ;

**Политучий А.И.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ, президент геолого-промышленной корпорации «Горизонт»;

**Петр Салуга**, доктор хабилитованный «Краковская горно-металлургическая академия», Польша;

**Савик В.Н.**, к.т.н., доцент ПолтНТУ.

**Фик И.Н.**, д.т.н., профессор, Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», действительный член Украинской нефтегазовой академии;

**Яремийчук Р.С.**, д.т.н., профессор, г. Львов;

Учредитель и  
издатель

Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка, 36011, г. Полтава, просп. Первомайский, 24. Свидетельство о внесении субъекта издательского дела в Государственный реестр издателей, производителей и распространителей издательской продукции, Серия ДК, №3130 от 06.03.2008 г.

Адрес издателя и  
редколлегии

36011, Украина, г. Полтава, Первомайский проспект, 24, корпус А, 020/1-А; кафедра «Оборудование нефтяных и газовых промыслов»  
Телефон: (05322) 2-78-81; (067)717-80-68 E-mail: kafedraongp@i.ua

Изготовление

Украина, 69097, Запорожская область, Запорожье, Хортицкий р-н, ул. Сергиенка (Заднепровская), д. 34. Типография «УСПЕХ ПРИНТ», Тираж 100 экземпляров (1-й завод - 50 экз.). Формат 60x90 / 8. Бумага мелованная и офсетная.

Зарегистрировано

Свидетельство о государственной регистрации государственного средства массовой информации ВЛ 1183-440Р от 01.12.2016

Журнал в интернете

<http://reposit.pntu.edu.ua/handle/PoltNTU/963>



*Світлій пам'яті видатного геолога  
доктора геолого-мінералогічних наук  
мого близького друга і наставника  
Юрія Павловича Оровецького  
присвячується*

УДК 551.14/16:550.834+552.1+551.24

## ЭНДОГЕННЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ ПАЛЕОЭКВАТОРИАЛЬНЫХ РИФТОГЕННЫХ УЗЛОВ ЗЕМЛИ

**В.П. Коболев,**

доктор геологических наук, заведующий отделом сейсмометрии и физических свойств вещества Земли, Институт геофизики им. С.И.Субботина НАН Украины

*Палеоэкваторы Земли обусловили формирование ротационных глубинных рифтогенов горячих поясов планеты. Их пересечение разновозрастных структур привело к формированию в различных регионах мира как частных – двукратных – рифтогенных узлов, так и аномальных объединений этих пересечений, в пределах которых известны крупнейшие промышленные скопления углеводородов. К числу таких нефтегазоносных провинций относятся Северная и Южная Америки, Северная Африка, Австралия, Западная Сибирь, Малазийский архипелаг и Аравийский полуостров. В Антарктиде, где до настоящего времени залежи углеводородов не известны, также выявлено значительное площадное сосредоточение рифтогенных узлов.*

**Ключевые слова:** углеводороды, рифтогенные узлы, нефть, газ

## ЕНДОГЕННІ ВУГЛЕВОДНІ ПАЛЕОЕКВАТОРІАЛЬНИХ РИФТОГЕННИХ ВУЗЛІВ ЗЕМЛІ

**В.П. Коболев,**

доктор геологічних наук, завідувач відділу сейсмометрії і фізичних властивостей речовини Землі, Інститут геофізики ім. С.І.Суботіна НАН України

*Палеоекватори Землі зумовили формування ротацийних глибинних рифтогенів гарячих поясів планети. Їх перетини різновікових структур призвели до утворення в різних регіонах світу як окремих – двократних - рифтогенних вузлів, так і аномальних об'єднань цих перетинів, де відомі великі промислові скупчення вуглеводнів. До таких нафтогазоносних провінцій належать Північна і Південна Америки, Північна Африка, Австралія, Західний Сибір, Малайзійський архіпелаг Аравійський півострів. У Антарктиді, де до сьогодні поклади вуглеводнів невідомі, також виявлено значне за площею скупчення рифтогенних вузлів.*

**Ключові слова:** вуглеводні, рифтогенні вузли, нафта, газ

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Процесс генерации, миграции и аккумуляции углеводородов является фундаментальной проблемой нефтегазовой геологии. Решение этой проблемы имеет исключительно важное фундаментальное и прикладное значение, ибо только на основе изучения генезиса углеводородов и путей их миграции возможно обоснованное прогнозирование местонахождений нефти и газа.

В настоящее время существует две точки зрения на генезис месторождений нефти и газа: биогенная и абиогенная. Ни в коей мере не отрицая действенность механизма термодинамической трансформации захороненного биогеннозона, в то же время трудно объяснить громадные, практически неисчерпаемые запасы



углеводородов в недрах Земли только с точки зрения их биогенного происхождения.

Объединяющим началом сближения этих двух гипотез может служить продуктивная идея В.И. Вернадского о глобальном геохимическом круговороте вещества на нашей планете. Так биогенная гипотеза объясняет роль механизма преобразования органического вещества в нефть и газ на нисходящей ветви круговорота, а абиогенная гипотеза - на восходящей. В свете современных результатов геологических исследований распределения углеводородов в осадочных бассейнах и кристаллическом фундаменте совокупность этих двух гипотез можно рассматривать как взаимодополняющую систему представлений, которая отражает два основных механизма формирования углеводородов в процессе глобального геохимического круговорота.

У истоков концепции абиогенного - эндогенного происхождения нефти и газа во второй половине прошлого столетия стояли такие выдающиеся ученые, как В.П. Порфирьев, П.Н. Кропоткин, С.И. Субботин, Э.Б. Чекалюк, Н.А. Кудрявцев, В.А. Краюшкин и др. [Порфирьев, 1987; Субботин, 1966; Чекалюк, 1971; Кудрявцев, 1973; Краюшкин, 1984; Кропоткин, 1986 и др.].

Убедительным практическим подтверждением глобальных перспектив эндогенных углеводородов явилось открытие в 1988 г. уникальных месторождений (Белый Тигр, Дракон, Ринг-Донг, Черный Лев и др.) в разновозрастном (верхний палеозой-мезозой) фундаменте южновьетнамского сектора шельфовой зоны Южно-Китайского моря [Лукин, Донцов, Савиных, 2007]. Обнаруженное здесь преобладание нефтегазоносного потенциала гранитного фундамента над углеводородным потенциалом осадочного чехла, которое по мнению [Донцов, Лукин, 2006] не вызывает сомнений, будет рассмотрено ниже.

В последнее десятилетие в результате осмысления глубинного происхождения углеводородов получены новые теоретические и экспериментальные представления [Дмитриевский, Меланок, 2007; Краюшкин, 2008; Маракушев А.А., Маракушев С.А., 2008; Иванов, Кучеров, Федоров, 2008; Зубков, 2009; Дмитриевский, Валяев, 2010; Муслимов, Трофимов, 2012; Кучеров, 2013; Летников, 2013; Тимурзиев, 2013, 2015; Багдасарова, 2014; Лукин, 2014, 2015 и др.].

Основные положения концепции абиогенной гипотезы базируются на представлениях

об образовании нефти и газа в верхней мантии вследствие неорганического синтеза. Глубинная флюидная смесь воды и углеводородов, по глубинным разломам мигрирует из мантии в земную кору по разломным зонам (миграционным каналам) и образует нефтегазовые залежи в горных породах любого литологического состава, генезиса и возраста [Кучеров, 2013].

На сегодняшний день в достаточной мере обоснована непосредственная связь месторождений углеводородов с дизъюнктивными узлами - зонами пересечения глубинных разломов, активизированных в разные эпохи геологической истории. Происходившее в этих узлах мощное накопление углеводородов трудно удовлетворительно объяснить без привлечения глубинной составляющей [Лукин, 2015].

Анализ геологического строения гигантских месторождений углеводородов показывает, что путями крупномасштабной углеводородной дегазации мантии Земли являются преимущественно окраинные и внутренние рифтогенные структуры. Существенным является и тот факт, что максимальное проявление этого глобального явления связывается с плюм-тектоникой, при этом нефтегазоносность рассматривается как одно из проявлений природного процесса дегазации Земли [Дмитриевский, Валяев, 2010; Лукин, 2015].

Одним из многих подтверждений реальности существования эндогенных углеводородов явилось открытие на северном борту Днепровско-Донецкого палеорифта Хухринского нефтяного (1985г.) и Юлиевского нефтегазоконденсатного (1987г.) месторождений. Они оказались привязанными к вулканогенно-метаморфическому комплексу докембрийского фундамента, что позволило генетически отнести их к эндогенным [Чебаненко и др., 2002]. Пространственная приуроченность месторождений этого типа к пересечению глубинных планетарных разломов впервые была рассмотрена Ю.П. Оровецким на примере Полтавского рифтогенного узла [Оровецкий, 1992], который в качестве эталонного будет детально рассмотрен ниже.

В настоящей статье представлены данные непосредственной связи эндогенных углеводородов с рифтогенными узлами в свете геодинамической концепции горячих поясов Земли. Концепция рассматривает энергию вращения Земли и дегазацию, как основные источники глобального тектогенеза [Оровецкий, Кобелев, 2006; Кобелев, Оровецкий, 2008, 2009]. Обоб-

щение имеющихся данных выполнено с целью формирования единой глобальной логической схемы формирования эндогенных углеводородов. Отдельные аспекты этой проблемы были представлены ранее (Кобелев, Оровецкий, 2004, 2005, 2006, 2008, 2010), но их полная версия публикуется впервые.

## 2. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Горячие пояса Земли

Исследование проблемы горячих поясов Земли по своей сути развивает учение о механизме рифтообразования, рассматривая его под несколько необычным углом зрения [Оровецкий, Кобелев, 2006; Кобелев, Оровецкий, 2008, 2009]. Если ранее анализировался преимущественно кинематический аспект явления, а из динамических эксплуатировался лишь принцип гравитационной неустойчивости вещества, то в гипотезе горячих поясов Земли предпринята попытка увязки рифтогенеза с динамикой ротационного режима планеты. Наибольший тектонический эффект при этом видится в создании крупнейшей антиформы экваториального вздутия Земли, для которого характерными являются линейные раздвиговые напряжения или рифтинг.

Современная экваториальная область характеризуется наибольшим на Земле центробежным ускорением силы тяжести, а также отклонением геоида от равновесного положения с относительным сжатием  $1/298.3$ , именуемым экваториальным вздутием. Здесь же существуют наибольшие растягивающие напряжения [Хаин, 2005]. Эмпирически показано [Stothers, 1993], что основное количество горячих точек, как на Земле, так и на Солнце, располагаются в приэкваториальных широтах. Горячие точки, как правило, отождествляются по своей природе с мультимагматогенами мантийных плюмов [Wilson, 1972; Сейферт, 1991].

Однако, по мнению А.Ф.Грачева [2000], горячая точка является проявлением внутриплитной тектонической и магматической активности, обусловленной процессами в верхней мантии, тогда как мантийный плюм связан с процессами в нижней мантии, источники которых могут находиться вплоть до границы с внешним ядром. Таким образом, развитие мантийных плюмов в приэкваториальных широтах может свидетельствовать не только о растягивающих напряжениях (рифтинге), но и о глубине заложения магматически проницаемой области, которая достигает внешнего ядра Земли.

Сейсмоотографическими исследованиями под современными и древними рифтогенами на границе с внешним ядром обнаружено наличие ультранизкоскоростных областей, что считается признаком зарождения там мантийных плюмов [Larson, Olson, 1991; Lay, Williams, Garnero, 1998]. Таким образом, представляется, что рифтообразующая роль экваториальных широт Земли в процессе формирования ротационных глубинных раздвигов не должна вызывать сомнений.

Горячие пояса Земли являются трансформантом широко используемого в палеомагнитологии постулата пространственно-временной миграции древних магнитных полюсов относительно стационарного положения географического полюса планеты. Известно, что существующий между ними незначительный эксцентриситет, нивелируется в течение  $10^4$  лет [Cox, Doell, 1960], поэтому в аспекте геологического времени он может не приниматься во внимание.

Горячие пояса Земли представляют собой векторные тектонические структуры растяжения, приуроченные к максимумам ее разновозрастных экваториальных вздутий. Миграция палеомагнитных полюсов и когерентных с ними по возрасту экваторов осуществляется при помощи ротационно-гравитационного механизма [Оровецкий, Кобелев, 2006]. При этом палеоэкваторы пересекают большое число геологических структур, которые отображают соответствующие геотектонические эпизоды и поддаются, тем самым, хронологическому анализу и корреляции. Следует особенно подчеркнуть, что пространственное их перемещение связывается нами не с миграцией литосферных плит по верхней астеносфере, а с инерционными движениями всей оболочки Земли по поверхности ее слабовязкого субъядра, которая не имеет морфологической дискретности.

Инерционность в данном случае обеспечивается движениями твердого ядра внутри сферического жидкого слоя E при временных изменениях общей скорости вращения Земли. Эти изменения вызываются увеличением или уменьшением ее радиуса в связи с эволюционным развитием мультимагматогенов мантийных плюмов. В результате происходит латеральное «проскальзывание» оболочки Земли относительно ее ядра вместе с расположенными на ее сфере проекциями древних магнитных полюсов (экваторов). При этом относительное расположение материковых и океанических неоднородностей с их внутренними

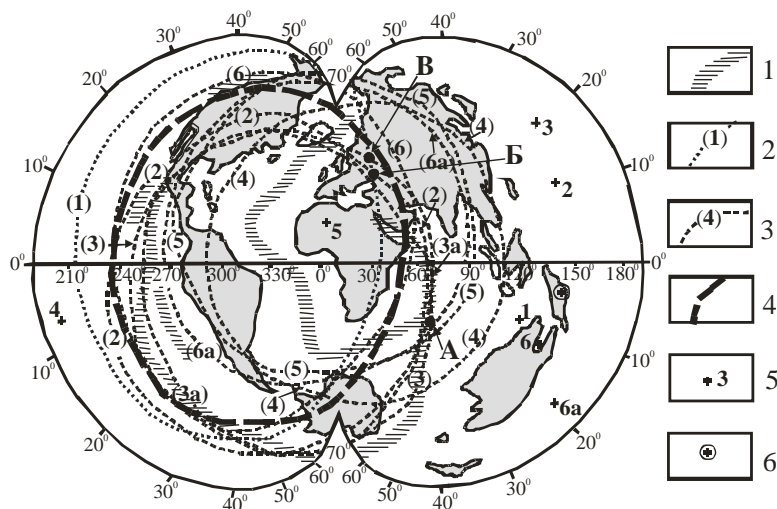
тектоническими структурами остается неизменным.

Причиной такого перемещения оболочки планеты может служить спонтанное появление крупной гравитационной неоднородности (магматогена) в высоких широтах того или иного полушария Земли. Последующее передвижение неоднородности к экватору происходит под действием полюсобежной гравитационной силы Этвеша, что сопровождается нарушением главного момента инерции планеты. Находясь внутри оболочки Земли, неоднородность принудительно разворачивает ее в нужном направлении по жидкофазной границе кровли внешнего ядра.

Траектория неоднородности состоит из орто- и диагональных трасс. Если ее широтные перемещения обязаны восточно-направленному вращению Земли, то перемещение по меридиану следует связывать с проявлением вышеупомянутой силы Этвеша, чья тектоническая эффективность объективно существенна во времени. Результирующие этих обеих, постоянно действующих ортогональных сил,

представлены широким спектром диагональных направлений [Оровецкий, Кобелев, 2006]. Перечисленные факторы ведут не только к изменениям простираний палеомагнитных экваторов разного возраста, но также служат основным критерием их пересечения с формированием в итоге интересующих нас рифтогенных узлов.

Статистически представительные материалы задействованного нами банка данных показали разделение 51 палеомагнитного экватора на две группы. В домезозойскую (рис. 1, 2) вошли палеомагнитные экваторы субмеридионального в низких широтах Земли направления. Они определяют простирания рифтогенов срединно-океанических хребтов или расположены в непосредственной близости к ним. Палеомагнитные экваторы, присутствующие в мезозойской группе (рис. 3), выстроились на стереограммах в субширотных направлениях, близких к простиранию современной потенциально рифтогенной области Земли.



**Рис. 1. Пространственное положение дофанерозойских палеомагнитных экваторов Земли [Оровецкий, Кобелев, 2006]. (1) – архейского, (2=6a) – протерозойских. 1- срединно-океанические хребты; палеомагнитные экваторы: 2 – планетарные, 3 – осредненные; палеомагнитные полюса: 4 – планетарные, 5 – осредненные. Буквенная индексация точек: А – тройная точка Родригес, Б – Полтавский рифтогенный узел (пересечение Восточно-Европейско-Мозамбикского с Сарматско-Туранским горячим поясом), В – Верхне-волжский мантийный плюм (пересечение Восточно-Европейско-Мозамбикского с Каспийско-Балтийским горячим поясом).**

Таким образом, обнаружен 90-градусный разворот оболочки Земли, происшедший на границе палеозоя и мезозоя, примерно 230 млн. лет тому назад. Это время зафиксировано статистическим изменением геомагнитного поля в сторону прямой намагниченности, увеличением степени его инверсированности в шесть с лишним раз, экстремальным возраста-

нием планетарной платобазальтовой компоненты магматизма и общей регрессией Мирового океана в перми.

Указанная грандиозная перестройка тектонического плана Земли одновременно привела ее оболочку к отклонению от стационарной направленности Солнечной радиации. Это вызвало производное пространственное переме-

щение климатических зон планеты, что сопровождалось наибольшим в истории Земли вымиранием отдельных семейств морской фауны, не успевшей в столь короткий срок адаптироваться к резко изменившимся экологическим условиям [Катастрофы и история Земли..., 1986]. Думается, что все эти глобальные катаклизмы можно причинно увязать с перемещением на границе перми и триаса доминирующей на Земле Восточно-Тихоокеанской гравитационной неоднородности в ее экваториальную плоскость [Оронецкий, Кобелев, 2006].

Учитывая тектонически предопределяющую (рифтогенную) роль палеомагнитных экваторов, а также указанную 90-градусную перестройку, приходим к заключению не только о ротационной природе срединно-океанических хребтов, но и об их намного более древнем возрасте заложения, нежели это принято сейчас. К такому выводу нас побудила установленная соосность георифтогеналей с древними палеомагнитными экваторами, а также рекуррентность тектоники в их пределах – возвращение молодых палеомагнитных экваторов (19), (20), (25), (34) и др. (рис. 2). к своему изначальному (2), (3), (6) положению (рис. 1). Отсюда следует, что указанные геоструктуры с их начальным рифтингом, последующими воздыманием и глубинным магматизмом, являются интегральным продуктом неоднократно накладывавшихся друг на друга или близко расположенных максимумов палеоэкваториальных вздутий Земли.

Таким образом, все срединно-океанические хребты, согласно результатам наших исследований, – это древние (в основной своей массе – протерозойские), ротационного происхождения геотектонические образования, постепенно сложившиеся в результате интенсивного и периодически подновляющегося магматизма по тектонически ослабленным приэкваториальным зонам Земли.

Спонтанность пространственного возникновения возбуждающей гравитационной неоднородности – основной причины перемещения палеомагнитных полюсов – подразумевает пересечение палеомагнитных экваторов и предопределенных ими глубинных рифтогенных структур. Этими точками являются места пересечения палеомагнитных экваторов (6), (7), (11), (22) на севере Аравийского моря, а также (3) и (3а) в тройной точке хр. Родригес в Центральной части Индийского океана (см. рис. 1). К ним также можно отнести тройную точку

острова Буве в южной части Атлантического океана, представленную крупным стратовулканом. Все они располагаются на океанической коре и сопровождаются проявлениями щелочного ультрабазит-базитового магматизма – индикаторами недеплетированной мантии.

Однако наиболее масштабными являются пересечения осредненных палеомагнитных экваторов в виде двух крупных областей палеоэкваториальных узлов (рис. 2, 6). Прежде всего, это Красноморский палеоэкваториальный узел (КПУ), который располагается на Нубийско-Аравийском (Эритрейском) своде Африканского континента и пересекается в СЗ-ЮВ направлении рифтогеном Красного моря [Тектоносфера Земли, 1978]. Здесь же располагается известный треугольник Афар, представленный пересечением трех рифтогенов: Эфиопского, Аденского и Красноморского. Последние сближаются под углами, близкими к  $120^{\circ}$ , и играют здесь, по мнению Е.Е. Милановского [1976], роль главного тектонического узла. В нашем понимании – Африканской части Восточно-Европейско-Мозамбикского горячего пояса. Сейсмотомографическими исследованиями под КПУ выявлен мультимагматоген мантийного плюма с глубиной заложения 2900 км [Inoue et al., 1990; Burke, Dewey, 1973; Vidal et al., 1991].

Антиподально КПУ на земной коре океанического типа в южной части Тихого океана располагается палеоэкваториальный узел Туамоту (ПУТ) (рис. 2). Его изученность значительно уступает изученности КПУ. Однако детальные исследования магматитов мелового возраста о-вов Самоа, Маркизовых, Туамоту и других, позволило выявить там изотопную и термальную аномалию «Sorita» [Staudidgel et al., 1991]. Возраст заложения этой аномалии, если судить по тому, что она входит в состав древней (свыше 3 млрд. лет) изотопной аномалии «Dupal» [Hart, 1984], также архейский. Это, по-видимому, делает архейским и антиподальный КПУ, генетически связанный с ПУТ, что подтверждается таким же возрастом заложения Восточно-Европейско-Мозамбикского горячего пояса, к которому принадлежит КПУ. Сейсмической томографией, как и в случае с КПУ, в земной коре под аномалией «Sorita» обнаружен мегасвод, который на глубине переходит в трансмантийную низкоскоростную аномалию, отождествляемую с поднимающимся из субъядра суперплюмом [Inoue et al., 1990].

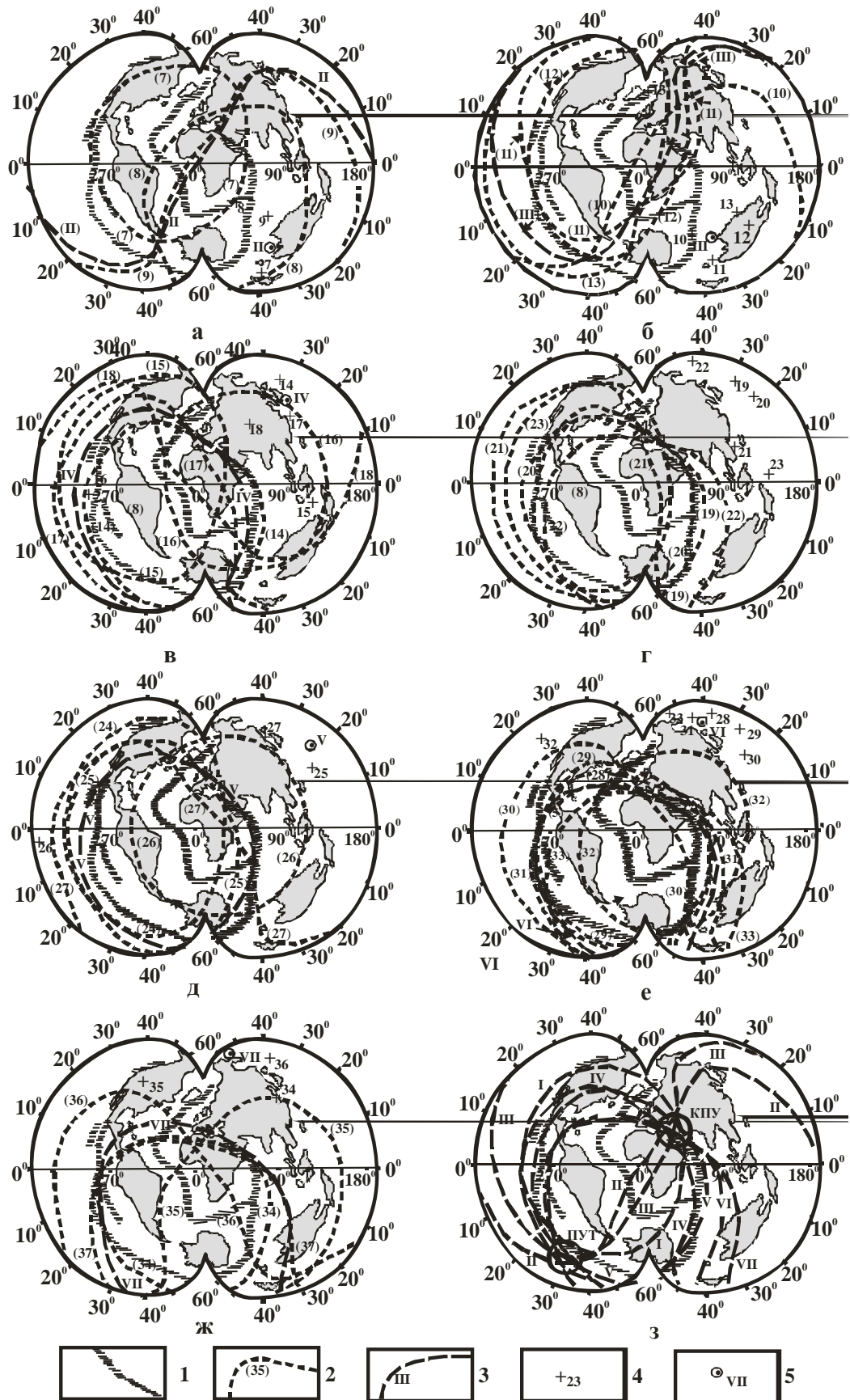
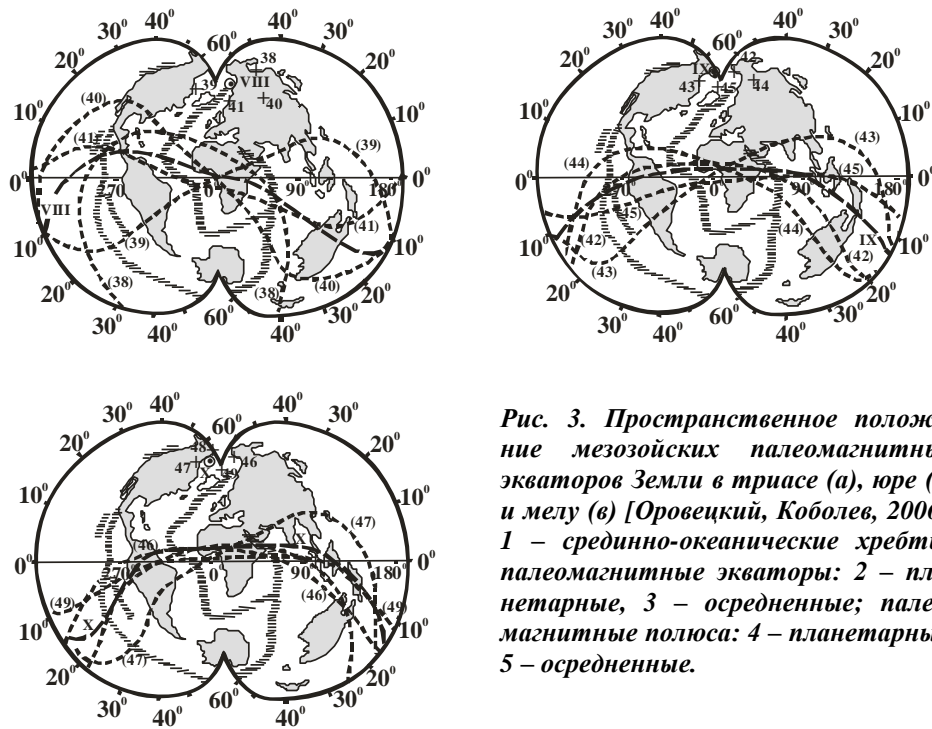


Рис. 2. Пространственное положение палеозойских палеомагнитных экваторов Земли [Оронецкий, Кобелев, 2006]: а – кембрийских, б – ордовикских, в – силурийских, г, д – девонских, е – карбоновых, ж – пермских, з – осредненных домезозойских. 1 – срединно-океанические хребты; палеомагнитные экваторы: 2 – планетарные, 3 – осредненные; палеомагнитные полюса: 4 – осредненные, 5 – планетарные.



*Рис. 3. Пространственное положение мезозойских палеомагнитных экваторов Земли в триасе (а), юре (б) и мелу (в) [Орловецкий, Коболев, 2006]. 1 – срединно-океанические хребты; палеомагнитные экваторы: 2 – планетарные, 3 – осредненные; палеомагнитные полюса: 4 – планетарные, 5 – осредненные.*

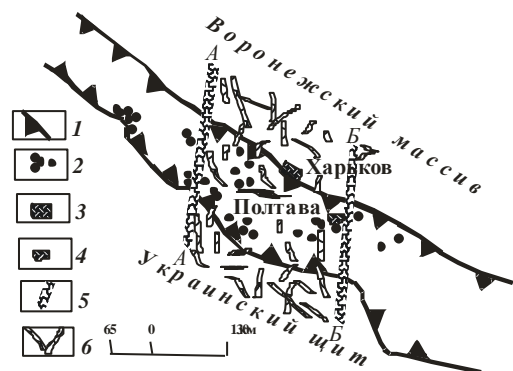
Таким образом, палеоэкваториальные узлы, пространственное положение которых определено на основании наших теоретических построений, нашли свое воплощение в виде двух сверхглубинных магматически пронизываемых областей.

## 2.2. Углеводороды рифтогенных узлов Земли

Ранее выделенный и обоснованный проторифтогенный гранит-зеленокаменный пояс Восточной Европы, пересекающий территорию древней Восточно-Европейской платформы в меридиональном направлении, является северным фрагментом архейского Восточно-Европейско-Мозамбикского горячего пояса [Орловецкий, Коболев, 2006]. В своей южной части этот пояс пересекается в северо-западном направлении Днепровско-Донецким палеорифтом протерозойского заложения. Пересечение этих двух крупных разновозрастных структур растяжения земной коры образует рифтогенный узел, в центре которого находится город Полтава [Орловецкий, 1992]. Полтавский рифтогенный узел ограничен с запада Криворожско-Кременчугским, а с востока - Орехово-Павлоградским меридиональными глубинными разломами (рис. 4).

Детальное изучение как докембрийского, так и среднепалеозойского комплексов осадочно-метаморфических и изверженных пород этой аномальной области свидетельствует об

их повсеместной трещиноватости и дизъюнктивной дислоцированности. По трещинам отмечается интенсивная вторичная зеленокаменная изменчивость вмещающих пород гидротермально-метасоматическими процессами с массовым отложением таких минералов, как хлорит, эпидот, цоизит, рудные минералы и карбонаты, что характеризует высокую степень глубинного массопереноса и может быть непосредственно связано с высокой проницаемостью обнаруженного структурного пересечения [Ляшкевич, Алехина, Малюк, 1989].



*Рис. 4. Схема строения Полтавского рифтогенного узла: 1 – глубинные продольные разломы Днепровско-Донецкого палеорифта. 2 – месторождения углеводородов, 3 – положение Хухринского и Юльевского месторождений, 4 – Шебелинское газовое месторождение, 5 – глубинные поперечные разломы: А – Криворожско-Кременчугский, Б – Орехово-Павлоградский, 6 – фрагмент архейского Восточно-Европейско-Мозамбикского горячего пояса.*

Аномальность в строении Полтавского рифтогенного узла обнаруживается также по данным материалов ГСЗ, которые указывают здесь на куполовидное залегание раздела М: несколько севернее Полтавы глубина его составляет всего лишь 30 км, в то время как к периферии увеличивается до 40-45 км. Кроме того, под этой территорией в верхней мантии отмечается воздымание слоя с пониженной скоростью – с 70 до 50 км, что пространственно и, очевидно, генетически коррелирует с подъемом геоизотермы 800<sup>0</sup>С в пределах этих же глубин [Чекунов, Калюжная, Рябчун, 1989].

Перечисленные сведения уже сами по себе дают основание считать Полтавский рифтогенный узел отличающимся от сопряженных тектонических структур. Это впечатление усиливает аномальность в относительном распределении углеводородов. Территориально к этой области приурочено наибольшее во всем Днепровско-Донецком палеорифте количество газовых и нефтяных месторождений. Кроме того, в ее пределах находятся крупнейшее по запасам Шебелинское, а также уникальные Хухринское, Чернетчинское, Нарижнянское, Коробочинское и Юлиевское месторождения, связанные непосредственно с докембрийским фундаментом. Эти обстоятельства позволяют считать чрезвычайно важными результаты изучения газового состава гранито-гнейсов фундамента (скв. Юлиевская-2), а также девонских базальтов и меймечитов. В обоих случаях на общем (углекислотном и метановом) фоне показано наличие широкого спектра тяжелых углеводородов и близкие содержания, в частности изотопа С<sup>13</sup>, что согласно работе [Чебаненко и др., 2002], однозначно обосновывает эндогенную его природу в перечисленных разновозрастных образованиях.

Территориальная сопряженность магматизма, близкие глубины зарождения и химический состав, казалось бы, должны свидетельствовать о существовании единого, длительно эволюционирующего, мантийного магматического очага. Однако временной (свыше 2.5 млрд. лет) интервал между архейской и среднепалеозойской магматическими фазами препятствует такому заключению. Здесь, видимо, следует говорить лишь о рекуррентном возобновлении магматической деятельности, возбуждаемой очередным поступлением в древнюю астенообласть глубинного перегретого вещества по уже ранее существовавшему глубинному каналу, который был непосредственно связан с архейским палеомагнитным экватором [Оровецкий, 1992].

Ситуация, близкая к рассматриваемой нефтегазозонной провинции Украины, отмечается и на территории южной (Африканской) части трансконтинентального Восточно-Европейско-Мозамбикского горячего пояса. Здесь главная архейская гранит-зеленокаменная область Центральноафриканской провинции [Конди, 1983] пространственно наследуется так называемым Кратоном рифтовых долин [Брок, 1970]. Наиболее изученной и интересной с точки зрения размещения скоплений углеводородов, является рифтовая долина, расположенная на западном крыле Восточноафриканского мегасвода. Она имеет протяженность порядка 1200 км при ширине от 10 до 800 км и состоит из системы последовательно расположенных грабенов, где размещены озера Танганьика, Киву, Эдуард и Альберт. В пределах Западной рифтовой долины в третичных и более древних осадках известны нефтегазопоявления и месторождения с большими запасами газа [Брод, Высоцкий, Кравченко, 1965].

Примечательная в этом отношении обстановка сложилась в других регионах мира. В частности, на границе Канадского щита и Североамериканской платформы, в пределах архейской гранит-зеленокаменной провинции озера Верхнее, в зеленокаменных поясах Вабиган, Вава, Норанда и Опатика зафиксированы обильные метановые проявления. На юго-западном продолжении этой провинции, в области перекрытия ее палеозойскими осадочными толщами платформы, располагаются Мичиганская и Иллинойская группы внутренних бассейнов с газовыми и нефтяными месторождениями Бакай, Дин Ривер, Сикс Лейкс, Вернон и др. [Маевский, Євдошук, Лозинский, 2002]. В пределах нефтегазозонной провинции Великих озер – месторождения Холл-Герней, Оклахома-Сити, Панхендл, Остин, Бадфорд, Аллегейни и др. - палеомагнитные экваторы **3**, **3а**, **4** – протерозой (см. рис. 1), **15** – силур, **20**, **27** – девон, **30** – карбон и **36** – пермь - образуют крупный узел их пересечения (см. рис. 2).

В Южной Америке основные нефтегазозонные провинции сосредоточены на крайнем севере континента преимущественно в регионах Колумбии и Венесуэлы с их месторождениями Кирикина, Хусепин, Лаго-Агрива и др. Разведанные запасы углеводородов в Венесуэле к 2000 г. составили соответственно 10750 млн. т нефти и 4157 млрд. м<sup>3</sup> газа [Маевский, Євдошук, Лозинский, 2002]. Северную часть материка плотно пересекают рифтогенные палеомагнитные экваторы: **4** – протерозой, **21**,

**22, 26** – девон, **34** – пермь и **41** – триас (см. рис. 2, 3). Подчеркнем, что все указанные промышленные скопления углеводородов располагаются на южной периферии мультимагматогена Карибского мантийного плюма [Оронецкий, 1990].

Западносибирская нефтегазоносная провинция занимает огромную территорию общей площадью свыше 3 млн. км<sup>2</sup>. Она ограничена на западе герцинидами Урала, на севере – тектонической депрессией Северного Ледовитого океана, на востоке – древней Сибирской платформой и на юге – каледонидами Алатау, Алтая, и Западного Саяна. Эта наложенная мегавпадина представляет собой сложно построенную палеозойскую Западно-Сибирскую плиту. Для нее характерным является наличие рифтогенных структур, что, по-видимому, связано с частым разнонаправленным пересечением ее территории ротационными рифтогенами палеомагнитных экваторов: **6** – венд, **7, 8, 9** – кембрий, **11** – ордовик, **32** – карбон и **36** – пермь (см. рис. 1, 2).

Особого внимания заслуживает Уренгойско-Колтогорский рифт. Он разделяет Западносибирскую плиту на две части и прослеживается в меридиональном направлении почти на 9 тыс. км в виде Чагос-Локкадивского горячего пояса в Индийском океане, через Индогималайскую зону глубинных разломов, Южный Тянь-Шань, Центральный Казахстан западнее оз. Балхаш и до Карского моря Северного Ледовитого океана. Он отождествляется с ротационным рифтогеном дофанерозойского палеомагнитного экватора, который отсутствует в банке наших данных. Однако, как представляется, этот рифтоген является, одновременно с рифейскими магматитами Карско-Оманского горячего пояса, одной из основных углеводородоснабжающих глубинных структур региона. На территории Западносибирской нефтегазоносной провинции открыто около 350 месторождений; со Среднеобским и Надым-Пурским месторождениями связываются наибольшие запасы нефти и газа в Западной Сибири [Маевский, Євдощук, Лозинский, 2002].

Не является исключением также Австралийская древняя платформа. На крайнем ее западе размещена Западноавстралийская нефтегазоносная провинция с месторождениями Раф-Рендж, Барроу, Ярдарино, Пуфин и др., которые располагаются в непосредственной близости к известным древнейшим гранит-зеленокаменным мультимагматогенам Йилгарн и Пилбара. Территория провинции вза-

имно пересекается палеозойскими палеомагнитными экваторами: **22, 26** – девон, **31, 32** – карбон (см. рис. 2). Центрально-Австралийскую нефтегазоносную провинцию пересекают палеомагнитные экваторы **16** и **18** – силур, **33** – карбон, **37** – пермь и **44** – юра (см. рис. 2, 3). Здесь расположены месторождения Мерино и Палм-Вали. Северо-Австралийская и Большого Артезианского бассейна нефтегазоносные провинции с месторождениями Гиджелпа, Муни, Рома и др. [Маевский, Євдощук, Лозинский, 2002] Этот регион взаимно пересекают палеомагнитные экваторы: **8** – кембрий, **41** – триас, **42** – юра и **46, 48** – мел (см. рис. 2, 3).

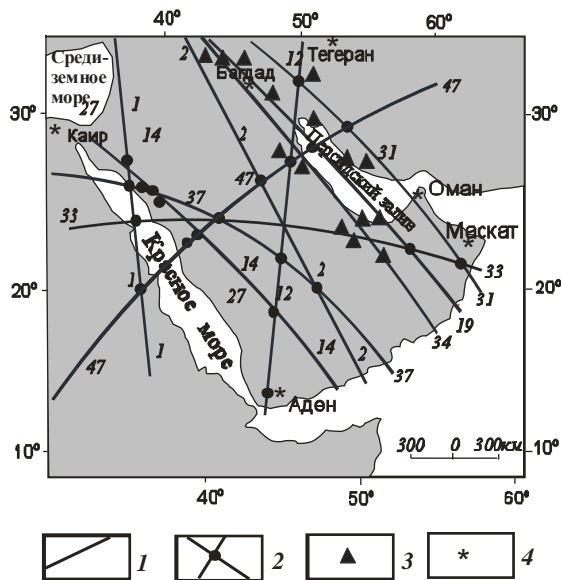
Особый интерес в нашем случае представляет Аравийский полуостров. В Восточно-Аравийском перикратонном прогибе, расположенном между докембрийским массивом Центральной и Западной Аравии – Нубийско-Аравийский щит - на юго-западе региона и альпийским горно-складчатым сооружением Загроса с его Месопотамским передовым прогибом на северо-востоке, в странах Ближнего и Среднего Востока сосредоточено около 75% мировых запасов нефти. В количественном отношении его потенциальные ресурсы в нефтегазоносной провинции юго-западной Азии достигают 360 млрд. т нефти, а газа – 60 трлн. м<sup>3</sup> [Маевский, Євдощук, Лозинский, 2002]. Такая значительная концентрация запасов углеводородов на сравнительно небольшой территории представляется уникальным мировым явлением.

Осадочный чехол на докембрийском фундаменте отличается здесь большой стратиграфической полнотой, но все же разделяется несколькими перерывами – между девонем и карбоном, триасом и юрой, средней и верхней юрой, полным выпадением нижнего валанжина и частично олигоцена [Хаин, 2005]. Эти стратиграфические перерывы, обусловленные воздыманием территории, можно непосредственно связать с 11-кратным пересечением Аравийского полуострова ротационно-рифтогенными палеомагнитными экваторами: **1** – архейским, **2** – протерозойским, **12** – ордовикским, **14** – силурийским, **19, 27** – девонскими, **31, 33** – карбоновыми, **34, 37** – пермскими и **47** – меловым (см. рис. 1-3) и последующим внедрением по их рифтогенным зонам глубинных мультимагматогенов.

Как показано на рис. 5, взаимные пересечения одиннадцати палеомагнитных экваторов образовали на территории Аравийского полуострова 24 рифтогенных узла. В северо-



восточной его части, в районе расположения девяти из них, вокруг Персидского залива, находятся крупнейшие в мире Аравийская, Месопотамская и Центрально-Иранская нефтегазоносные провинции. Окружающая напряженная тектоническая обстановка выражена здесь в региональной концентрации ротационного рифтинга и образованием в местах пересечений нефтегазопродуктивных рифтогенных узлов, подобных Полтавскому. Думается, что в их становлении не последнюю роль играл глубинный магматизм в виде мультимагматогена Афарского мантийного плюма, располагающегося в пределах теоретически выделенного нами Красноморского палеоэкваториального узла.



**Рис. 5.** *Схема расположения рифтогенных узлов на Аравийском полуострове. 1 – палеомагнитные экваторы; возраст палеомагнитных экваторов: (1) – архей, (2) – протерозой, (12) – ордовик, (14) и (15) – силур, (19) и (27) – девон, (29) – карбон, (34) и (37) – пермь, (47) – мел; в скобках – рекуррентность рифто-генеза; 2 – рифтогенные узлы, 3 – нефтегазоносные районы, 4 – населенные пункты.*

На этом основании юго-западная часть Аравийского полуострова (Нубийско-Аравийский щит), где размещены остальные 15 рифтогенных узлов, видится нам как потенциально перспективная поисковая площадь. Тем более что его древняя осадочно-вулканогенная толща совместно с осадками меловой трансгрессии и позднеальпийского (олигоцен-антропоген) этапа развития могут служить как коллекторами, так и экранирующими образованиями для эндогенных углеводородов.

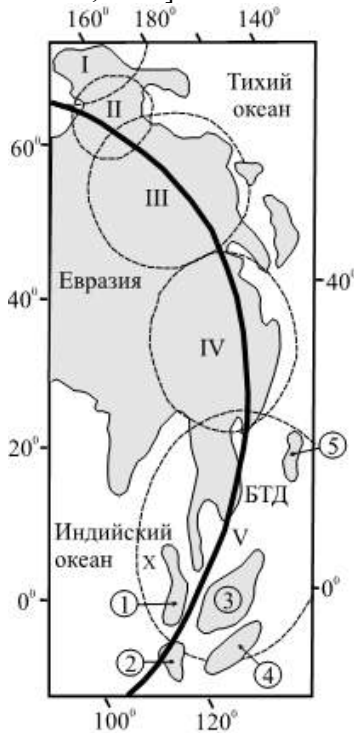
Вблизи Аравийской расположена Сахарская нефтегазоносная провинция. Она занимает крайнюю северную часть Африки, находится на территориях Алжира и Ливана и является самым богатым углеводородным регионом континента. Здесь открыто свыше 200 нефтяных и около 80 газовых месторождений. Потенциальные геологические запасы жидких углеводородов (нефть и конденсат) достигают в провинции 90.7 млрд. т, а газа – 18.5 трлн. м<sup>3</sup>, что, по сравнению с Аравийской нефтегазоносной провинцией, составляет 25% и 37% соответственно [Маевский, Свдошук, Лозинский, 2002]. Сахарская провинция пересекается двенадцатью ротационными рифтогенами палеомагнитных экваторов: **9** – кембрий, **12, 13** – ордовик, **14** – силур, **20, 21, 27** – девон, **28, 30, 31** – карбон, **35** – пермь и **38** – триас (см. рис. 2, 3).

Не менее интересным является Малазийский архипелаг, расположенный в юго-восточной маргинальной части Евразии, разграничивая Тихий и Индийский океаны. Его глубинное строение непосредственно определяется геотектонической обстановкой к северу от него, где на границе с континентальной корой Евразии и океанической корой Тихого океана зафиксированы напряжения сжатия. Здесь же, но несколько западнее, параллельно побережью, уже на континентальной коре, согласно нашим данным проходит горячий пояс протерозойского палеомагнитного экватора (**4**), представленный соответствующим планетарным рифтогеном (рис. 6).

Надо полагать, что этот рифтоген представлен здесь в виде трансрегиональной системы крупных грабенов. Пространственное положение последних контролируется меридиональной пограничной гравитационной ступенью. В рассматриваемом плане особый интерес вызывают результаты морфометрического анализа космических снимков искусственного спутника Земли «Метеор»: между Индонезией и Чукоткой показаны крупнейшие дуговые линейные элементы Циркумтихоокеанской системы разломов, выраженные в виде серии субпараллельных разрывных нарушений [Гаврилов, 1988].

Возраст этих разломов разный, наиболее древними из них являются протерозойские [Гаврилов, 1988; Романовский, 1999], что удовлетворительно находится в соответствии со временем заложения рифтогенного планетарного горячего пояса палеомагнитного экватора (**4**). В итоге указанная периокеаническая область Евразии предстает в виде чрезвычайно

сложнопостроенного тектонического шва между древними планетезимальными глыбами ее и Тихого океана. На этот шов как бы нанизаны мегаморфоструктуры центрального типа, достигающие в диаметре от 1,5 до 2 тыс. км (рис. 6) [Романовский, 1999].



**Рис. 6. Схема распределения Восточноазиатских суперплюмов. Римские цифры в овалах – суперплюмы: I-V – соответственно Яно-Колымский, Алданский, Амурский, Восточно-Китайский, Малайзийский. Цифры в кружках – острова Малайского архипелага: 1-5 – соответственно Суматра, Ява, Калимантан, Сулавеси, Филиппины. БТД месторождения abiогенных углеводородов «Белый Тигр» и «Дракон». Косые крестики – эпицентры землетрясений. Жирная дуга – фрагмент протерозойского палеомагнитного экватора (4)**

На дневной поверхности их гигантские образования сложены в основном гранитоидами S-типа – продуктом кондуктивного прогрева континентальной земной коры. Наиболее древние разности гранитоидов, отмеченные в Амурской мегаморфоструктуре, также отнесены к протерозою. Насыщение этих ультрамагматических магматитов щелочными базальтоидами и гипербазитами однозначно указывает на наличие на глубине температурно активированной мантии. О том же свидетельствует и высокая ( $> 100$  мВт/м<sup>2</sup>) современная плотность теплового потока над указанными структурами [Туезов, 1988]. К числу общих характеристических признаков указанных мегаморфоструктур центрального типа относят: 1) – радиально-концентрическое строение, 2) – по-

вышенную насыщенность эндогенной минерализацией, 3) – мантийные: разуплотнение, высокую электропроводность и пониженные скорости сейсмических волн, 4) – устойчивую корреляцию названных геофизических аномальных черт с положительными геоструктурами [Романовский, 1999]. К числу особенностей этих уникальных магматических образований принадлежит также их полихронность.

В развитии гранитоидного магматизма известны в настоящее время четыре эпохи: I –  $200 \pm 10$  млн. лет – граница триаса и юры, II –  $150 \pm 15$  млн. лет – поздняя юра, III –  $100 \pm 10$  млн. лет – граница раннего и позднего мела и IV –  $70 \pm 10$  млн. лет – близко к границе позднего мела и палеогена. Эти этапы тектономагматической активизации можно, по-видимому, соотносить с пересечением региона Малайского архипелага палеомагнитными экваторами.

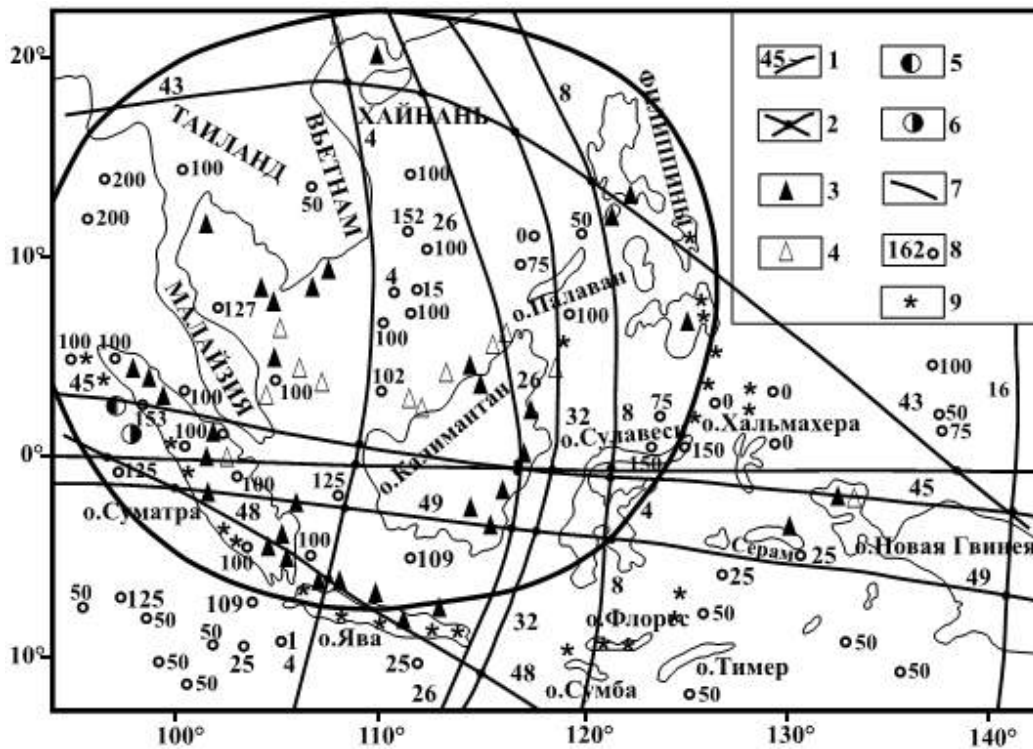
Регион Малайзийского архипелага пересекается девятью палеомагнитными экваторами: (4) – протерозой, (8) – кембрий, (26) – девон, (32) – карбон, (43), (45) – юра, (48), (49) – мел (рис. 7). Их взаимные пересечения образуют 22 рифтогенных узла, которые, наряду с интенсивным островным магматизмом, по-видимому, можно положить в основу обоснования генезиса многочисленности островов (в состав архипелага входят 13667 о-вов). О-ва Калимантан и Сулавеси занимают центральную часть архипелага, Суматра, Ява, Филиппины, Хайнань и др. располагаются преимущественно по периферии (рис. 7).

Данные сейсмической томографии [Inoue, Fuako, Tanabe, 1990] свидетельствуют, что под горячим поясом протерозойского палеомагнитного экватора (4) находится трансмантийная низкоскоростная (с невязкой относительно принятой референц-модели от -0,3 до -0,5 км/с) аномалия. В пределах 80–150 км ее форма близка к линейной. По мере углубления она сокращается в размерах, и на границе с внешним ядром Земли становится изометричной с центром под Восточнокитайской морфоструктурой. Таким образом, можно с достаточной долей уверенности говорить о принадлежности перечисленных морфоструктурных аномалий к мультимагматогенам Восточноазиатских суперплюмов.

Сосредоточимся непосредственно на самом южном из суперплюмов – Малайзийском, который охватывает материковую юго-восточную часть Евразии и острова Малайского архипелага (рис. 6). Территория одноименной морфоструктуры центрального типа составляет  $\sim 3,2 \cdot 10^9$  кв. км. На этой площади из-

мерения теплового потока выполнены неравномерно, его значения находятся преимущественно в пределах 100–200 мВт/м<sup>2</sup>. В то же время, к югу и востоку от суперплюма они резко уменьшаются до 25 и 75 мВт/м<sup>2</sup> при отдельных редких экстремумах порядка 125 мВт/м<sup>2</sup> [Туезов, 1988], (рис. 7). Кроме того, для Малазийского суперплюма характерны: а) – интенсивный бимодальный островной магма-

тизм, б) – положительная (до 30 мГал) аномалия силы тяжести в редукции свободного воздуха с максимумом над о-вом Калимантан, в) – положительная (до 7.0м) аномалия высот геоида с максимумом над о-вом Калимантан, г) – область центриклонально сконцентрированных сжимающих напряжений в литосфере с центром в районе о-ва Калимантан [Романовский, 1999] (рис.8, соответственно а-в).



**Рис. 7. Схема распределения теплового потока, месторождений углеводородов и рифтогенных узлов на территории Малазийского суперплюма. 1 – палеомагнитные экваторы (планетарные рифтогены), 2 – рифтогенные узлы; месторождения углеводородов: 3 – нефти, 4 – природного газа; очаги землетрясений: 5 – 26 декабря 2004 г., 6 – 28 марта 2005 г., 7 – кольцевая мегаморфоструктура Малазийского суперплюма, 8 – точки замеров теплового потока (мВт/м<sup>2</sup>), 9 – вулканизм**

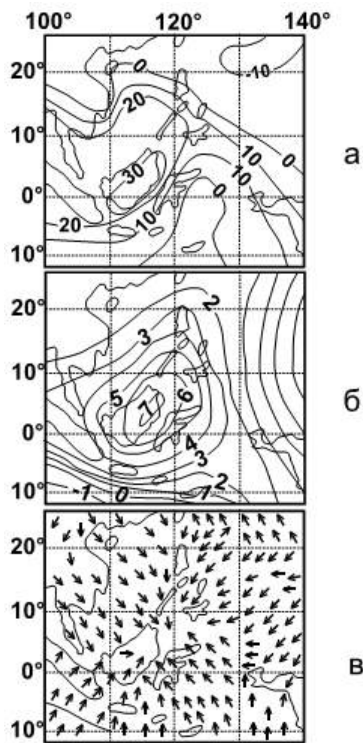
Все перечисленные признаки можно отнести к категории генетических, которые составляют единую вертикальную термодинамическую систему с определяющей высокой плотностью теплового потока, что характеризует ее как остывающий мультимагмаген.

Рифтогенные узлы Малазийского суперплюма расположены преимущественно в южной трети морфоструктуры, где находится подавляющее количество нефтегазовых месторождений (рис. 7). На его территории располагаются Индокитайская и Индонезийская нефтегазовые провинции [Маевский, Свдошук, Лозинский, 2002]. Общими для них, кроме углеводородной продуктивности, являются бимодальный магматизм, сильные пирокластические проявления и метаморфизм мезо-

зойского фундамента. Поскольку при метаморфизме основной причиной в преобразовании вещества является температура [Эскола, 1967], становится понятной роль подстилающих, остывающих сейчас мультимагмагенов мантийных суперплюмов, которые, как предполагается, служат источником, питающим известные газонефтяные месторождения Индонезии.

В этом отношении убедительным примером могут служить отмеченные выше уникальные месторождения южновьетнамского шельфа Южно-Китайского моря [Лукин, Донцов, Савиных, 2007]. Их огромные запасы сосредоточены в основном в разуплотненных гранитоидах и распространяются до глубины порядка 5 км. Отмечается, что величина пла-

стового давления (функция литостатической нагрузки) нефтенасыщенных зон повсеместно превышает соответствующую стационарную величину на 0,5–0,7 МПа. Все это свидетельствует, как указывают авторы [Лукин, Донцов, Савиных, 2007], о доминирующей роли вертикальной миграции углеводородов при формировании их залежей в кристаллическом фундаменте.



**Рис. 8. Вертикальная термодинамическая система Малайзийского суперплюма: а) – аномалия силы тяжести в редукции свободного воздуха, мГал, б) - аномальный свод по поверхности геоида, м, в) – область центриклинально сжимающих напряжений в основании литосферы**

Кроме того, на физико-химическом уровне показана ведущая роль процессов гидротермального метасоматоза, зависящего от содержания Na–Ca, с интенсивной цеолитизацией полевых шпатов [Лукин, Донцов, Савиных, 2007]. По-видимому, гидротермальные процессы носили многоэтапный характер и были связаны с неоднократной активизацией палеоэкваторами планетарных рифтогенов. Упомянутые авторы подчеркивают «многофазный характер нафтидогенеза на рифтогенном и пострифтогенно-синеклизном этапах», на чем мы акцентировали внимание ранее. Кроме того, отмечается: «подток глубинных флюидов... на месторождении Белый Тигр сопровождается периодическими выбросами метана», что, по-

видимому, можно связать с периодической регенерацией объемов разрабатываемого месторождения глубинными углеводородами» (Лукин, Донцов, Савиных, 2007, с. 45).

Показательно, что наши предположения о дуалистичности генезиса природных углеводородов не остаются одиночными. Данные о нефтегазоносности кристаллического фундамента южновьетнамского шельфа убедительно свидетельствуют об определяющем значении эндогенных факторов в формировании зон интенсивного нефтегазонакопления в литосфере [Лукин, Донцов, Савиных, 2007, с. 45]. Более того, они существенно дополняют современные представления о роли суперглубинных флюидов, которые генерируются в системе «жидкое ядро–слой D» и импульсно отделяются в виде всплывающих плюмов (стационарный режим) или катастрофических выбросов суперплюмов (нарушение устойчивости данной системы при больших энергетических флуктуациях). Эти высокоэнергетические газофлюидные смеси в сверхсжатом состоянии, характеризуются высокими содержаниями водорода и метана.

Такого же мнения придерживаются авторы [Дмитриевский, Меланюк, 2007]. Они, в частности, отмечают: «Особенно остро стоит проблема поиска нетрадиционных залежей углеводородов, имеющих неоднозначный источник поступления, как правило, связанный с трещиноватыми зонами, залегающими на больших глубинах осадочного бассейна. Наиболее ярким примером успешного освоения этого нового для нефтяной геологии объекта является открытие и эксплуатация залежей нефти в трещиноватых гранитоидных выступах позднемезозойского фундамента южного шельфа Вьетнама. Открытие этих высокопродуктивных залежей с дебитами скважин более 1500 т/сут. обеспечило свыше 80% добычи нефти во Вьетнаме и явилось предвестником нового перспективного направления поисков углеводородов, способного принципиально изменить существующее представление о нефтегазоносных системах в целом» (с. 202). В итоге мы не исключаем, что при детальном исследовании месторождения абиогенных углеводородов, подобных южновьетнамским, могут быть обнаружены в остальных структурах Восточноазиатских суперплюмов (см. рис. 6).

Потенциальными объектами промышленных содержаний нефти и газа могут оказаться и другие глубинные мультимагматогены. Антарктический континент пересекают 18 палео-

магнитных экваторов во временном интервале от архея до среднего палеозоя (см. рис. 1, 2).

По данным Г.Э. Грикурова, «практически с момента заложения антарктической континентальной коры прослеживается тенденция к ее деструкции, что выражается в развитии рифтоподобных и рифтовых зон на всех этапах тектонической эволюции» [Грикуров, 1989, с. 79].

Согласно нашим данным (рис. 9), один архейский (1), шесть протерозойских (2), (3), (3а), (4), (6), (6а) и одиннадцать палеозойских (7), (12), (13), (15), (16), (20), (21), (24), (25), (26) и (27) палеомагнитных экваторов пересекают по разным направлениям материк Антарктиды. Такое 18-разовое пересечение ротационными рифтогенами континентальной коры древней аккреционной глыбы Земли в период с архея по средний палеозой привело к формированию в месте общего их пересечения обширнейшей по своим масштабам планетарной области растяжения. В отличие от Г.Э. Грикурова, который связывает это растяжение с проблематичным «неравномерно прогрессирующим расширением Земли» [Грикуров, 1989, с. 80], мы приходим к выводу, что общее рифтогенное состояние земной коры обязано здесь установленному явлению ее ротационно-рифтинга.

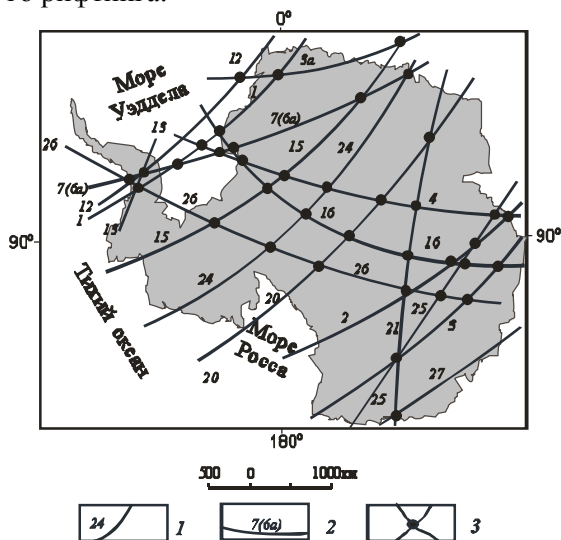


Рис. 9. Схема расположения рифтогенных узлов в Антарктиде. 1 – палеомагнитные экваторы; возраст палеомагнитных экваторов: (1) – архей, (2÷6а) – протерозой, (7) – кембрий, (12) и (13) – ордовика, (16) – силур, (21÷26) – девон; в скобках – рекуррентность рифтогенеза; 2 – рифтогенные узлы.

Интенсивное, многократно повторяющееся рифтообразование привело к подъему из субъядерной области Земли цокольного суперплюма. Его внедрение ознаменовалось общим

подъемом территории, горстообразованием в Восточной Антарктиде, интенсивным магматизмом и континентальным стратиграфическим разрезом. Все перечисленные факторы привели, по-видимому, к образованию древнего материка Антарктида.

### 2.3. Обсуждение результатов

Характерными для палеорифтогенных узлов Земли оказались крупные аномалии высокой плотности теплового потока. Данные сейсмической томографии свидетельствуют о наличии в местах этих пересечений трансмантйных низкоскоростных аномалий, которые отождествляются с мультимагматогенами мантийных суперплюмов, связанных непосредственно с жидкофазным внешним ядром Земли. Типичными их представителями на дневной поверхности являются тектонический треугольник Афар в приэкваториальной Африке и антиподальный к нему обширный архипелаг вулканических островов Туамоту в юго-восточной части Тихого океана.

Растягивающие напряжения в нижней и верхней мантии можно понять только как результат их приуроченности к максимумам разновозрастных экваториальных вздутий Земли, что прямо указывает на процессы зарождения и развития из ядра мантийных плюмов. При этом, следуя В.В. Белоусову, восходящие на водородных струях к подошве литосферы плюмы, увязываются с процессами генерации углеводородов в мантийных очагах [Белоусов, 1975].

Что касается гипотез органического или неорганического происхождения углеводородов, то следуя известному у петрологов образному изречению – «есть граниты и граниты» (фракционаты расплавов высокой степени основности и ультраметаморфогенное преобразование осадков). Это же можно сказать и о возможной дуалистичности происхождения углеводородов. Представляется, что такое компромиссное решение станет более конкретным только лишь в случае разработки и введения в широкую практику изотопно-возрастного анализа.

По мнению автора, приведенные данные дают достаточно веские основания для отнесения, по крайней мере, упомянутых месторождений, к эндогенному классу. Их присутствие может быть генетически связано с накоплением в соответствующих геологических условиях углеводородной составляющей глубинных мультимагматоменов. Представления о высо-

ких содержаниях углеводородов в подобных крупных магматических структурах приводится в работе [Грачев, 2000]. В частности показано, что в ксенолитах Центральноазиатского мантийного суперплюма (хребет Хамар-Дабан, Байкальский свод) количество метана в 2-4 раза превышает его содержание в мантийных очагах Богемского и Паннонского массивов. В мантийных плюмах Хибинском и Ловозерском (Кольский п-ов) в девонских щелочных интрузиях содержание  $\text{CH}_4$  во флюиде достигает порядка 80 об.% [Когарко, 1977]. Такое же высокое содержание метана (77-92%) приводится [Konnerup-Madson, 1982] для щелочных изверженных пород Гердарского докембрийского комплекса (Южная Гренландия). По-видимому, к тому же классу относятся месторождения Примексиканской нефтегазоносной провинции [Маевський, Євдошук, Лозинський, 2002], которая расположена на северной периферии Мексиканского мантийного плюма [Orovetsky, 1999].

Переходя к общим вопросам размещения углеводородов, нужно отметить, что основные их запасы (свыше 80%) тяготеют к крупным разрывным тектоническим зонам [Маевський, Євдошук, Лозинський, 2002]. Вместе с тем, абсолютное большинство (свыше 99%) выявленных скоплений нефти и газа приурочены к осадочным породам. Однако, в отдельных нефтегазоносных областях известны также многочисленные залежи нефти, связанные непосредственно с магматическими и метаморфическими породами.

Согласно [Чебаненко и др., 2002], известно около 450 промышленных месторождений эндогенных углеводородов. Среди них – 39 гигантских нефтяных и газовых скоплений, суммарные начальные запасы которых составляют 20627 млн. т нефти и 3290 млрд.  $\text{м}^3$  природного газа. Многие из них могут быть предопределены аномальными скоплениями рифтогенных узлов.

Для формирования зон максимальных концентраций нефти или газа наиболее благоприятными являются области с повышенными геотермическими параметрами. Таким образом, именно в рифтогенных зонах глубинных разломов вследствие выноса глубинных водорода и углеводородных соединений может осуществляться неорганический синтез широкого спектра углеводородов независимо от расположения очагов генерации в верхней или нижней мантии. При этом предполагается их образование в определенных термодинамических условиях в восстановительной минераль-

ной среде без примесей биогенного органического вещества [Чекалюк, 1971].

### 3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенные выше развернутые данные позволяют считать, что установленная пространственная триада: рифт - глубинный магматоген - скопление углеводородов неслучайна и заслуживает, по-видимому, пристального и, кроме того, концептуального внимания. А именно, в местах пересечения разных по возрасту рифтогенов палеомагнитных экваторов, построенных по координатам когерентных с ними палеомагнитных полюсов, существуют объемные деструктивные области.

Следует особенно подчеркнуть, что пространственное их перемещение связывается нами не с миграцией литосферных плит по верхней астеносфере, а с инерционными движениями всей оболочки Земли по поверхности ее слабовязкого субъядра, которая не имеет морфологической дискретности. Поэтому гипотеза горячих поясов Земли находится в крайней оппозиции к господствующей концепции тектоники плит, что делает принципиально невозможным их сближение.

Представляется, что именно планетарные, ротационного происхождения рифтогены раскрыли глубинные недра Земли для радиальной миграции эндогенных углеводородов с экстремальными их сосредоточениями в местах пересечения этих рифтогенов.

### Литература

1. Багдасарова М.В. Дегазация Земли – глобальный процесс, формирующий флюидогенные полезные ископаемые (в том числе месторождения нефти и газа) // Электронный журнал «Глубинная нефть», Том II -№10 – 2014. С. 1621-1644.
2. Белоусов В.В. Основы геотектоники. М.: Недра, 1975. – 264с.
3. Брод И.О., Высоцкий И.В., Кравченко К.Н. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., Недра, 1965, 598с.
4. Брок Б.Б. Рифтовые долины кратона. Система рифтов Земли. М., Мир, 1970.- С. 74-92.
5. Гаврилов А.А. О Циркумтихоокеанской системе разломов Востока Азии. Морфоструктура центрального типа Сибири и Дальнего Востока. Владивосток, 1988. – С. 3-19.
6. Грачев А.Ф. Мантийные плюмы. Проблемы глобальной геодинамики. М.: ГЕОС. 2000, с. 69-103.

7. Грикуров Г.Э. Континентальный рифтогенез в домезозойской эволюции земной коры Антарктиды // Тектонические процессы. - М.: Наука, 1989. – 264 с.
8. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Угледородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: развитие идей П.Н. Кропоткина // Материалы конференции «Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь». – М.: ГЕОС, 2010. – С. 3-5.
9. Донцов В.В., Лукин А.Е. Об эндогенных факторах формирования нефтяных залежей в кристаллическом фундаменте Кылуонгской впадины на шельфе Южного Вьетнама // Докл. РАН, 2006. – Т. 407, № 1. – С. 64-67.
10. Зубков В.С. Гипотезы происхождения тяжелых углеводородов и битумов в разновозрастных офиолитах // Литосфера. 2009. № 1. С. 70-80.
11. Иванов К.С., Кучеров В.Г., Федоров Ю.Н. К вопросу о глубинном происхождении нефти // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 2008. С. 160-173.
12. Катастрофы и история Земли. Новый униформизм. М.: Мир, 1986, 471с.
13. Коболев В.П., Оровецкий Ю.П. Земля: горячие пояса – рифтогенные узлы – эндогенные углеводороды // Материалы Международной научной конференции «Угледородный потенциал фундамента молодых и древних платформ», Казань, 06-08 сентября 2006 г. Казань: Изд-во Казанского университета, 2006. – С. 129-131.
14. Коболев В.П., Оровецкий Ю.П. Новая система взглядов на структурное развитие Земли // Геолог Украины. – 2009. - № 4. - С. 60-70.
15. Коболев В.П., Оровецкий Ю.П. Палеоэкваториальные рифтогенные узлы и абиогенные углеводороды Малаккского архипелага // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2010, №4. С. 5-14.
16. Коболев В.П., Оровецкий Ю.П. Проблема эндогенных углеводородов рифтогенных узлов Земли // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2005, №2. – С. 53-68.
17. Коболев В.П., Оровецкий Ю.П. Ротационно-инерционный механизм развития Земли // Общие и региональные проблемы тектоники и геодинамики. Материалы ХLI Тектонического совещания. Том. I. – М.: ГЕОС, 2008. С. 404-408.
18. Коболев В.П., Оровецкий Ю.П. Ротационный рифтинг в Антарктиде // Український Антарктичний журнал. № 2, 2004.- с. 73-81.
19. Коболев В.П., Оровецкий Ю.П. Эндогенные углеводороды Полтавского рифтогенного узла // Материалы Всероссийской конференции «Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы», М.: ГЕОС, 2008. С. 215-218.
20. Когарко Л.Н. Проблемы генезиса агапитовых магм. М.: Наука, 1977, 294с.
21. Конди А. Архейские зеленокаменные пояса. М., Мир, 1983, 390с.
22. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантыйный генезис нефти. Киев: Наукова думка, 1984. - 176 с.
23. Краюшкин В.А. Небиогенная нефтегазонасность современных центров спрединга морского дна // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2008. №2. – С. 19-39.
24. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов // Журнал Всесоюзного химического общества, 1986. Т. 31, №5. С.540-547.
25. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.
26. Кучеров В.Г. Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2013, № 1 (12). – С. 86-91.
27. Летников Ф.А. Синергетические аспекты проблемы образования глубинной нефти // Электронный журнал «Глубинная нефть». Том 1. №6. 2013. с.790-810. URL: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-6-2013/2\\_Letnikov\\_1-6-2013.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-6-2013/2_Letnikov_1-6-2013.pdf).
28. Лукин А.Е. Система "плюм – глубокозалегающие сегменты нефтегазоносных бассейнов" – неисчерпаемый источник углеводородов // Геологічний журнал, №2 (315), 2015. С. 7-20.
29. Лукин А.Е. Угледородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. Геофиз. журн. 2014. Т. 36, № 4. С. 3–23.
30. Лукин А.Е., Донцов В.В., Савиных Ю.В. Основные закономерности формирования зон интенсивного нефтегазонакопления на южно-вьетнамском шельфе и перспективы поисков их аналогов в Черном море. Крым-2007, Симферополь, 2007. – С. 43-45.
31. Ляшкевич З.М., Алехина М.А., Малюк Б.И. Геология и нефтегазонасность фундамента северной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины. Львов, 1989, 52с. (Препр.

- АН УССР. Ин-т геологии и геохимии горючих ископаемых, № 89-3).
32. Маевський Б.Й., Євдошук М.І., Лозинський О.Є Нафтогазоносні провінції світу. Київ: Наук. думка, 2002, 403с.
33. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Образование нефтяных и газовых месторождений // Литология и полезные ископаемые, 2008, №5, с. 505-521.
34. Милановский Е.Е. Рифтовые зоны континентов. - М.: Недра, 1976. - 279 с.
35. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А. Бурение специальных параметрических скважин на прогнозируемые нефтеподводящие каналы – оптимальный путь получения доказательств наличия современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами // Георесурсы, 5(47), 2012. - С. 41-44.
36. Оровецкий Ю.П. Мантийный диапиризм. Киев, Наук. думка, 1990, 173с.
37. Оровецкий Ю.П. Полтавский рифтогенный узел и перспективы обнаружения скопленных эндогенных углеводородов. Докл. АН Украины, 1992. №6. с.111-117.
38. Оровецкий Ю.П., Коболев В.П. Горячие пояса Земли. Киев: Наук. думка, 2006. – 312 с.
39. Оровецкий Ю.П., Коболев В.П. Эндогенные углеводороды в Антарктиде (прогностическая оценка) // Український Антарктичний журнал, 2005, №3. – С. 44-56.
40. Порфирьев В.Б. Природа нефти, газа и ископаемых углей. Избр. тр. В 2-х т. Киев: Наукова думка, 1987. - 216 с.
41. Сейферт К. Тектоника плит, мантийные плюмы и образование магм. Структурная геология и тектоника плит. Т.3., М., Мир, 1991, с.72-156.
42. Субботин С.И. Верхняя мантия и глубинная нефть // Сборник «Проблемы происхождения нефти». Киев: Наукова думка, 1966. - С.52-62.
43. Тектоносфера Земли. – М.: Наука, 1978. – 531с.
44. Тимурзиев А.И. Мантийные очаги генерации углеводородов: геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии картирования; закономерности нефтегазоносности недр как отражение разгрузки в земной коре мантийных УВ-систем // Тектоніка і стратиграфія, 2015, вип. 42. С. 114-159.
45. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти // Электронный журнал "Глубинная нефть", 2013. – Т. 1. – №1. – С. 18-44. URL: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/4\\_Timurziev\\_1-1-2013.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/4_Timurziev_1-1-2013.pdf).
46. Туезов И.К. Карта теплового потока Тихого океана и прилегающих континентов: (пояснительная записка). Хабаровск: ДВО РАН, 1988. – 33 с.
47. Хаин В.Е. Планета Земля: основные черты структуры, динамики и эволюции – глобальный аспект // Тектоника земной коры и мантии. Т. II. – Москва: ГЕОС, 2005. – С. 5–12.
48. Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Ключко В.П. и др. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. Киев: Наукова думка, 2002, 295 с.
49. Чекалюк Э.Б. Термодинамические основы минерального происхождения нефти. Киев: Наукова думка, 1971. – 245с.
50. Чекунов А.В., Калюжная Л.Т., Рябчун Л.И. Раздел М и нефтегазоносность Днепровского грабена. Докл. АН УССР, Сер. Б, 1989, №12, с. 18-21.
51. Burke K., Dewey J.F. Plume-generated triple junctions: Key indicators in applying plate tectonics to old rocks // J. Geol., 1973. - V. 81. - P. 406-433.
52. Cox A., Doell R. Reversal of paleomagnetism. Bull. Geol. Soc. Amer., 1960, v.71, N 6, p. 645-768.
53. Hart S. A large scale isotope anomaly in the Southern Hemisphere mantle // Nature, 1984. - V. 309, N 5971. - P. 753-757.
54. Inoue H., Fuako Y., Tanabe K. et al. Whole mantle P-wave travel time tomography // Phys. Earth and Planet. Inter. – 1990. – 59. – P. 294-298.
55. Konnerup-Madson J., Rose-Hansen J. Volatiles associated with alkaline igneous rift activity in the Ilimassaq intrusions and the Gardar granitic complex (South Greenland). Chem. Geol., 1982, v.37, p.79-93.
56. Larson R.L., Olson P. Mantle plumes control magnetic reversal frequency. Earth and Planet Sci Lett., 1991, N3, p. 437-447.
57. Lay T., Williams Q., Garnero E.J. The core-mantle Boundary layer and deep Earth dynamics. Nature, 1998, v.392, N2, p. 461-468.
58. Orovetsky Yu.P. Mantle plumes. - Oxford & IBH Publishing CO. PVT. LTD, New Delhi-Calcutta, 1999. - 245p.
59. Staudigel H., Park K.H., Pringle M. et al. The longevity of South Pacific isotope and thermal anomaly // Earth Planet. Sci. Lett., 1991. - V. 102, N 1. - P. 24-74.



60. Stothers R.S. Hot spots and Sun spots: surface traces of deep mantle convection in the Earth and Sun. Earth and Planet Sci. Lett., 1993, v.6, p. 1-8.

61. Vidal Ph., Deniel C., Vellutini P.J. et. al. Changes of mantle Sources in the course of a rift

evolution: The Afar case // Geophys. Res. Letter, 1991. - V. 18, N 10. - P. 1913-1916.

62. Wilson J.T. Mantle plumes and plate motions. Bull. Amer. Ass. Petrol Geol., 1972, v. 56, p. 203-213.

*The Earth's paleoequators conditioned the formation of the rotational deep riftogenic of the hot belts. Their intersections of the various age structures had brought to formation in the different part of the world as the individual – two order - riftogenic knots, so and to the anomaly accumulation of this intersections, where the industrial hydrocarbon contents had been fined out. The great regional hydrocarbon knots accumulation are due to the wellknown oil and gas provinces, such as North and Southern America, North Africa, Australia, West Siberia, Malaysian archipelago and Arabia. The considerable accumulation of the riftogenic knots has been exposed in Antarctic Continent, where the hydrocarbon deposits have not been fined out so far.*

**Keywords:** hydrocarbons, rift-related nodes, oil, gas.

**Відомості про автора:**

Коболєв Володимир Павлович, доктор геологічних наук, завідувач відділу сейсмометрії і фізичних властивостей речовини Землі, Інститут геофізики ім. С.І.Суботіна НАН України, 01030, Київ, вул. Володимирська, 54. E-mail: kobol@igph.kiev.ua



УДК 622.226

## ПРАКТИКА РАЗРАБОТКИ ИСТОЩЁННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УКРАИНЫ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

**В. Г. Витрик,**

кандидат технических наук, генеральный директор, ООО “НТП ”БУРОВАЯ ТЕХНИКА”.

**А. В. Кондратьева,**

начальник проектно-сметного отдела, ООО “НТП ”БУРОВАЯ ТЕХНИКА”.

**М. Ю. Селинный,**

ведущий геолог, ООО “НТП ”БУРОВАЯ ТЕХНИКА”.

**Р. Н. Галушка,**

заместитель начальника УРРБС, ООО “НТП ”БУРОВАЯ ТЕХНИКА”.

*Рассматриваются опыт и проблемы бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин за рубежом и в Украине. Анализом охвачены все аспекты техники и технологии бурения этих скважин. Результаты анализа свидетельствуют о перспективности технологии разработки нефтяных и газовых месторождений горизонтальными и наклонно-направленными скважинами.*

**Ключевые слова:** винтовой забойный двигатель, горизонтальная скважина, система телеметрии, буровое долото

## ПРАКТИКА РОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ НАФТОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ ЗА ДОПОМОГОЮ ТЕХНОЛОГІЇ НАПРАВЛЕНОГО БУРІННЯ

**В. Г. Вітрик,**

кандидат технічних наук, генеральний директор, ТОВ “НТП ”БУРОВА ТЕХНІКА”.

**А. В. Кондратьєва,**

начальник проектно-кошторисного відділу, ТОВ “НТП ”БУРОВА ТЕХНІКА”.

**М. Ю. Селінний,**

провідний геолог, ТОВ “НТП ”БУРОВА ТЕХНІКА”.

**Р. Н. Галушка,**

заступник начальника УРРБС, ТОВ “НТП ”БУРОВА ТЕХНІКА”.

*Розглядаються досвід і проблеми буріння горизонтальних і похило-скерованих свердловин за кордоном і в Україні. Аналізом охоплені всі аспекти техніки і технології буріння цих свердловин. Результати аналізу свідчать про перспективність технології розробки нафтових і газових родовищ горизонтальними і похило-скерованими свердловинами.*

**Ключові слова:** гвинтовий вибійний двигун, горизонтальна свердловина, система телеметрії, бурове долото

**Введение.** Нефтегазовая промышленность Украины имеет многовековую историю: первые исторические данные о добыче нефти на территории Украины появились еще в XIV веке. В 20-х годах XIX века началась промышленная добыча нефти в районе г. Борислав на Прикарпатье. А уже в середине XX века природный газ украинского происхождения транспортировался в Россию, Белоруссию,

Литву, Латвию, Польшу, Чехословакию и Австрию.

Максимальная добыча нефти и газа по месторождениям Украины пришлась на середину 70-х годов. Максимальная добыча нефти в 1973 году составила 13.2 млн. т, причем доля только двух месторождений, расположенных в Прилукском нефтегазовом регионе, Гнединцевского и Леяковского, составляла около 8 млн т. нефти. Максимальная добыча природ-

ного газа в 1975 году составила 68,7 млрд куб. м. В настоящее время добыча нефти сократилась до 1,8 млн т., а газа до 19,9 млрд куб. м., что обусловлено, прежде всего, значительной истощенностью крупнейших месторождений и не привлечением к разработке меньших по запасам залежей.

По данным Министерства энергетики и угольной промышленности Украины, начальные потенциальные ресурсы углеводородов в Украине оцениваются в 9,3 млрд. тонн условного топлива, в том числе нефти с газовым конденсатом – 1,6 млрд тонн (17,6%), свободного газа – 7,3 трлн куб. м (77,8%). На государственном балансе находятся 296 месторождений, в том числе 67 нефтяных, 112 нефтегазоконденсатных, 70 газовых и 98 газоконденсатных. Только Днепровско-Донецкая впадина вмещает более триллиона кубометров газа, а неразведанные ресурсы нефти с газовым конденсатом оценены в 157 и 186 млн т.

**Проблема и ее связь с основными научными и практическими заданиями.** Среди первоочередных задач, решение которых позволит нарастить запасы и увеличить добычу собственных углеводородов, необходимо выделить две главные:

- введение в разработку новых нефтегазовых месторождений за счет увеличения объемов геолого-разведочного и эксплуатационного бурения;

- увеличение коэффициента извлечения нефти и газа из залежей углеводородов за счет эффективного использования современных технологий и оборудования на уже разведанных и действующих месторождениях. Это относится как к строительству новых скважин и скважин действующего фонда, так и к консервированным и недействующим по разным причинам нефтегазовым скважинам, которых в Украине значительное количество (до 5-7 тыс. по данным разных исследователей).

Именно тема повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, а также тех, что относятся к категориям трудноизвлекаемых и является на сегодня более реальной в ближайшей перспективе, по сравнению с поисками и освоением новых площадей и нефтегазовых месторождений.

Необходимо отметить важное преимущество в том, что эти месторождения уже обустроены, имеют действующую инфраструктуру для добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата до конечного потре-

бителя, и запасов углеводородов еще достаточно, что позволяет при значительно меньших затратах и за счет использования современных технологий повысить степень извлечения углеводородного сырья на действующих месторождениях Украины.

Все это, безусловно, требует, кроме применения высокоэффективных технологий интенсификации притока в действующих скважинах и восстановления законсервированных и недействующих скважин, бурения значительного количества новых скважин для раскрытия и увеличения площади дренирования продуктивного пласта, особенно при наличии слабопроницаемых и неоднородных по литологии коллекторов.

Следует также учитывать, что основная часть нефтегазодобывающих регионов Украины находится в зоне ценных сельскохозяйственных угодий и земель, густой поселенческой сети, в заповедных, курортных зонах и на землях лесного фонда. Кроме того, повышенные требования природоохранных органов к процедуре отвода площадок для размещения бурового и эксплуатационного оборудования, техногенные препятствия, сложный рельеф местности и значительные затраты на строительство нефтегазовых скважин требуют поиска новых, более эффективных методов (подходов) к разработке залежей углеводородов.

Наиболее распространенным и общеизвестным методом бурения на залежи, которые находятся в зонах недосыгаемости вертикальным бурением является бурение наклонно направленных скважин. В этом случае главной целью является не столько эффективное вскрытие продуктивного пласта-коллектора, сколько достижение запроектированной точки входа в пласт с удаленной точки (площадки), на которой еще возможно смонтировать буровой станок, пробурить скважину и, в случае успешности, обвязать и запустить ее в эксплуатацию.

Обычно используется S-образный профиль, позволяющий при достаточной толщине продуктивного пласта или раскрытии нескольких горизонтов качественно выполнить цементирование эксплуатационной колонны и надежно изолировать различные по характеристикам газо-нефте-водоносные горизонты.

При бурении на один эксплуатационный объект, более эффективным в плане вскрытия продуктивного горизонта, при одновременном обеспечении надежного (гарантированного) входа в кровлю нефтегазовой залежи, является бурение основного наклонно - направ-

ленного ствола и завершение его горизонтальным участком непосредственно в продуктивном пласте. Указанная технология позволяет значительно увеличить площадь контакта скважина - продуктивный пласт, что в десятки раз эффективнее, для извлечения углеводородов, по сравнению с раскрытием пласта вертикальным стволом. Важным является также возможность значительного сокращения общего количества вертикальных эксплуатационных скважин и буровых площадок соответственно, которые традиционно, за редким исключением, закладываются в проектах разработки нефтегазовой залежи. (Рис.1)



**Рис. 1. Куст пяти скважин с горизонтальными стволами на Восточно-Казантипском месторождении (Смещение до 750 м).**

#### **Анализ исследований и публикаций.**

Теоретическим аспектам применения горизонтальных скважин, как способу улучшения системы разработки нефтяных и газовых месторождений посвящены работ [10 – 13], а вопросам связанным с качественным управлением траектории скважины [1 – 9]. Все авторы делают вывод о перспективности данного способа.

Авторы формулируют такие преимущества горизонтальных скважин (ГС):

- площадь дренирования залежи эксплуатационной ГС многократно превышает площадь в скважине с вертикальным забоем (ВС);
- активное дренирование залежи обеспечивается меньшим количеством скважин;
- потенциальный дебит ГС от 3 – 5 до 10 – 20 раз превышает дебит ВС;
- снижение темпа образования водяных конусов при поддержании низких депрессий;

- сокращение срока разработки залежи, что экономит расходы на разработку месторождения;

- сохранение окружающей среды благодаря меньшей площади земли под скважины и промышленные сооружения;

- повышение коэффициента нефтеотдачи.

Все работы за тематикой можно разделить на этапы:

1) Теория сооружения ГС.

2) Теория работы ГС.

3) Теория разработки месторождений ГС.

4) Анализ полученных результатов во время эксплуатации ГС.

5) Проекты и предложения относительно нормативных документов на разработку месторождений ГС.

6) Техника и технология строительства и эксплуатации ГС.

Для условий Украины научное обоснование технологий ГС для разработки месторождений практически отсутствуют и находятся на начальной стадии.

**Цель настоящей работы** – анализ опыта разработки истощенных нефтяных месторождений Украины с помощью технологии направленного бурения скважин, научное обоснование эффективности раскрытия продуктивных пластов горизонтальными, разветвленными и наклонными стволами.

**Изложение материала и результаты.** Научно-техническое предприятие «Буровая техника» создано в 2000 году, как украинская нефтесервисная компания, в основу деятельности которой были положены ориентация на современные технологии и обеспечение качественного сервиса при строительстве и капитальном ремонте нефтегазовых скважин в соответствии с требованиями международных стандартов.

Руководство и специалисты компании изначально ориентированы на обеспечение буровых и нефтедобывающих компаний полным комплексом сервисных услуг при реализации проектов по сооружению и капитальному ремонту вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, начиная с разработки проектной документации, обеспечения материалами и оборудованием и заканчивая освоением скважин.

Компания динамично развивается, имеет соответствующие разрешения и лицензии, квалифицированный персонал, необходимое оборудование и производственную базу.

С целью повышения конкурентоспособности на рынке предоставления нефтесервисных

услуг в компании разработана политика качества предприятия, введены и поддерживаются в рабочем состоянии системы менеджмента качества, экологического менеджмента и управления гигиеной и безопасностью труда (ДСТУ ISO 9001: 2009, ДСТУ ISO 14001: 2006, ДСТУ OHSAS 18001: 2010).

Международный аудит подтверждает соответствие, деятельности предприятия международным стандартам качества.

Одним из главных направлений более чем 15-летней деятельности компании «НТП «Буровая техника» на рынке сервисных услуг является разработка и реализация проектов по бурению и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин с наклонно-направленным, горизонтальным и многозабойным окончанием эксплуатационных стволов на месторождениях Украины и шельфе Черного и акватории Азовского морей (Рис.2).

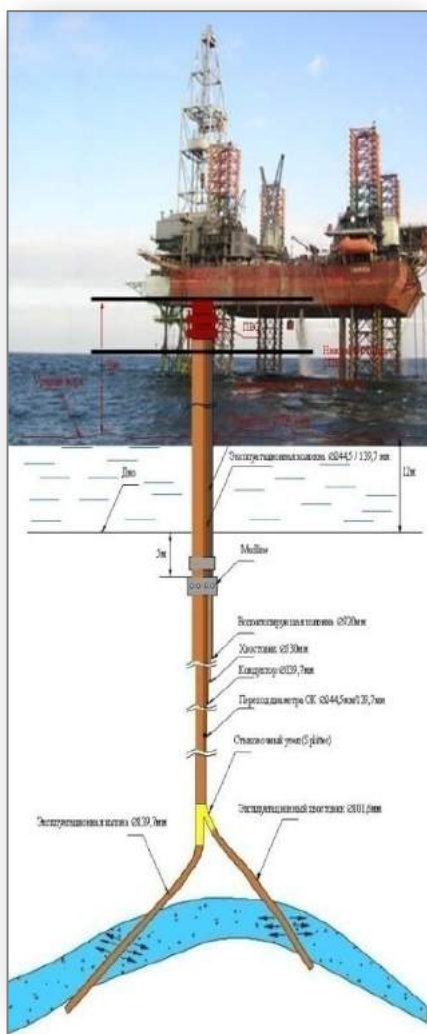


Рис. 2. Двухствольная скважина №10 Северно-Булганакская

Особое внимание уделяется разработке технико-технологических решений при выполнении работ на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, а также на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, которые на сегодня составляют более 70% от находящихся в разработке нефтегазовых месторождений Украины. Результатом деятельности компании является успешное бурение более 50 скважин на Гнединцевском, Прилукском, Качановском, Малодевичком, Южно-Панасивском, Бугруватовском и других месторождениях Украины, на которых были реализованы (выполнены) комплексы сервисных услуг (буровые растворы, долота, направленное бурение с применением систем MWD и др.) (Рис.3).

Активное участие специалисты компании принимали в разработке технологии, проектной документации, а также непосредственно в бурении и креплении первой в Украине двухствольной скважины №10 Булганакского газового месторождения в акватории Азовского моря, а также куста пяти горизонтальных скважин на Северо-Казантипском газовом месторождении. (Рис. 4).

Изучение опыта бурения горизонтальных, многоствольных и разветвленных нефтегазовых скважин на суше, а также шельфе Азовского и Черного морей позволило разработать эффективную систему разбуривания месторождений, находящихся в эксплуатации на протяжении длительного периода.

На сегодня есть две взаимосвязанные проблемы, которые значительно усложняют процессы эффективной разработки нефтегазовых месторождений, а именно:

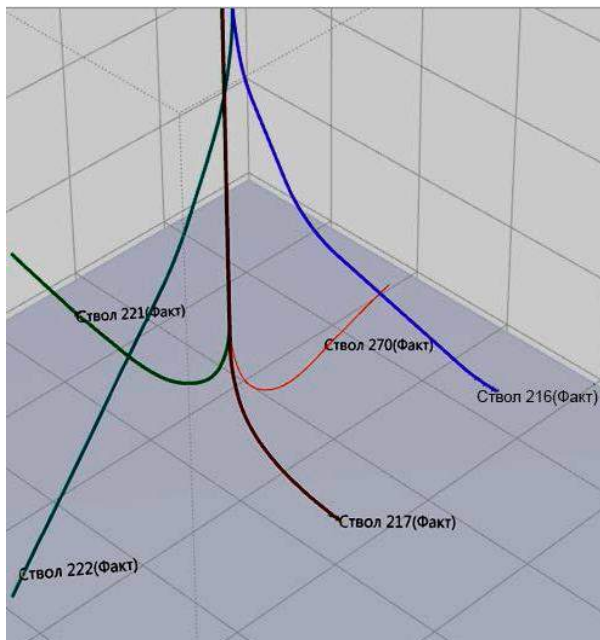
- практически невозможно эффективное извлечение углеводородов из низкопродуктивных, слабопроницаемых, литологически неоднородных залежей, порой довольно значительных, а также вести разработку остаточных нефтенасыщенных зон в истощенных коллекторах путем бурения вертикальных скважин;

- из соображений экологии, сохранения земельного фонда нецелесообразно выделение большого количества земельных участков для размещения бурового оборудования и бурения скважин, а также размещения эксплуатационного оборудования в дальнейшем, после завершения скважин бурением и получением притока углеводородов.

Практическое решение этих проблем, по аналогии с накопленным опытом строительства и эксплуатации нефтегазовых скважин на

месторождениях Западной Сибири (Российская Федерация), – это кустовое размещение эксплуатационных скважин (рис. 3), когда на одной площадке размещаются вертикальная - пилотная, для уточнения литолого-стратиграфического разреза и геолого-технических условий бурения и выбора наиболее эффективной технологии проводки скважины в данном блоке и ряд эксплуатационных скважин с наклонно-направленными и горизонтальными стволами.

Следует отметить, что применение кустового бурения, кроме обеспечения условий наиболее эффективной разработки за счет максимально возможного уплотнения сетки эксплуатационных скважин нефтегазовой залежи, позволяет значительно сократить строительномонтажные работы, уменьшить объем вспомогательных работ, упростить автоматизацию процесса добычи и обслуживания эксплуатационного оборудования и сократить объемы перевозок и затраты на обустройство нефтегазового промысла. Кроме того, сокращение общего количества буровых площадок автоматически приводит к уменьшению протяженности дорог и технологических коридоров для их обеспечения.



**Рис. 3. Траектории скважин кустовой площадки (Прилуцкий нефтегазодобывающий район).**

Особого внимания заслуживает кустовое бурение на площадках, где расположены ранее пробуренные и находящиеся в эксплуатации скважины. Строительство новых скважин или бурение боковых стволов в ранее пробуренных скважинах, расположенных в пределах этой же

площадки – это экономия как за счет уже осуществленного отвода земель и размещенного эксплуатационного оборудования и трубопроводов, так и достаточного количества геолого-геофизических и промысловых материалов по конкретному участку нефтегазовой залежи, что позволяет более эффективно планировать оптимальную схему дренирования залежи и проектировать с максимальной точностью привязки по глубине направление, траекторию профиля наклонно-направленных и горизонтальных стволов бурящихся скважин.

Указанный подход был применен, прошел испытания, отработан и успешно внедряется при разработке технологии и схемы размещения новых эксплуатационных скважин на кустовых площадках одного из месторождений Прилуцкого нефтегазодобывающего района, где специалистами компании НТП «Буровая техника», в качестве генерального подрядчика, успешно реализованы проекты по бурению 23 горизонтальных скважин. На рис.3 показаны траектории фактически пробуренных скважин с одной кустовой площадки.

На карте (рис.4) показаны кустовые площадки скважин, которыми разбуривается нефтенасыщенный песчано-карбонатный коллектор «доларенит», толщина которого составляет от 3 до 5 метров. В этом маломощном пласте пробурены горизонтальные стволы длиной до 200 м, продуктивная зона которых крепится хвостовиком-фильтром, без проведения цементировочных работ. Для сравнения приводятся дебиты по нефти в вертикальных и наклонно-направленных скважинах в центре куста (2–5 т/сутки) и всего куста с горизонтальными скважинами от 20 до 40 т/сутки, причем начальные дебиты в отдельных скважинах могут достигать до 20–30 т/сутки.

Необходимо отметить, что успешному выполнению работ способствует использование комплекса современного высокоэффективного оборудования для наклонно-направленного и горизонтального бурения, а именно:

- винтовые забойные двигатели с регулируемым углом перекоса и увеличенным крутящим моментом и гидравлические ясы канадской компании «Wenzel»;
- телеметрические системы канадской компании «DrillTeck» с гидравлическим каналом связи и гамма датчиком;
- долота PDC компании «Halliburton».

При бурении наклонно-направленного и горизонтального участков, проводится постоянный геолого-технологический контроль за

параметрами режима бурения и литологическим составом пород и насыщающих их флюидов с использованием станции ГТД, что позволяет оперативно реагировать на все отклонения от проектных параметров, как технологических режимов, так и геологических ус-

ловий строения залежи, с принятием, непосредственно на буровой, решений по корректировке профиля скважины соответственно фактическим данным, полученным в процессе бурения

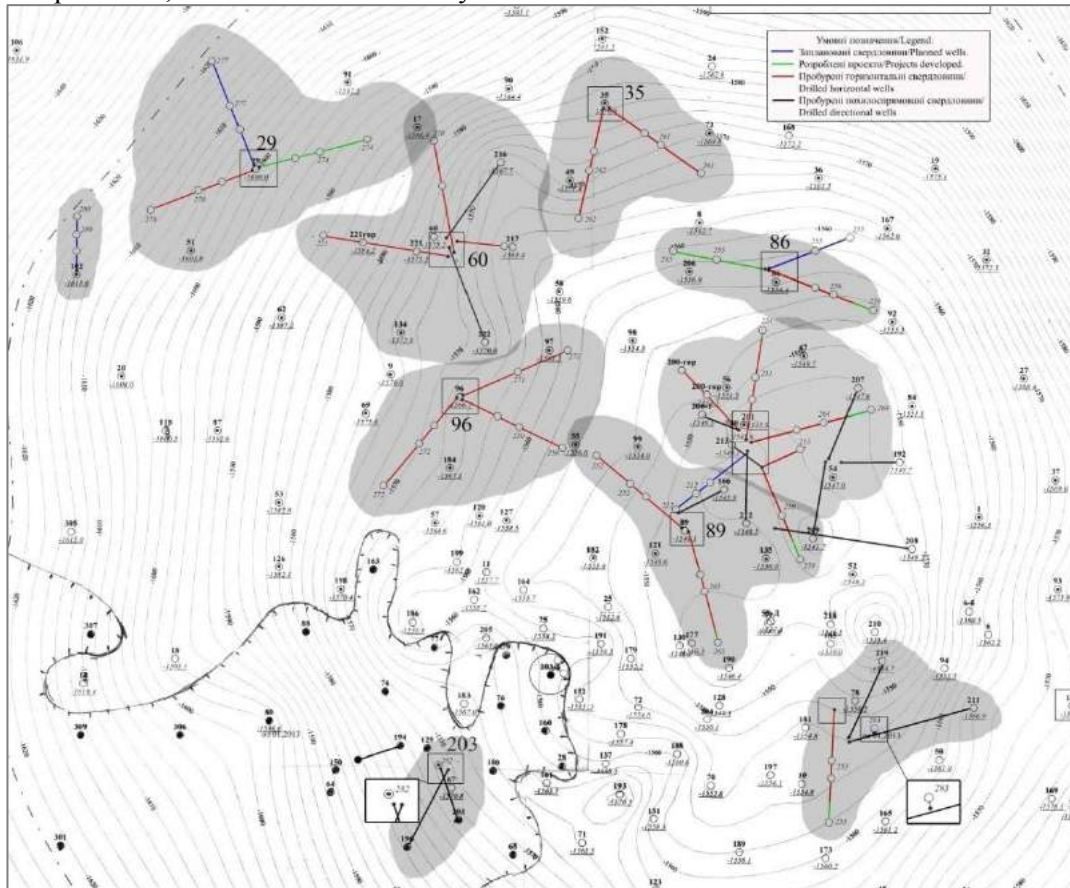


Рис. 4. Схема размещения скважин на кустовых площадках

Основные требования к сооружению куста скважин обусловлены ограниченными по размерам площадками, форма и размер которых зависит от количества скважин, расстояния между ними (между устьями нефтяных эксплуатационных скважин минимум 5 м (рис. 5), «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Украины»), схем размещения оборудования, норм технического надзора и пожарной безопасности. Кроме того, схемы расположения устьев скважин определяются особенностями условий бурения и очередности ввода скважин в эксплуатацию, а также рельефа местности и требованиями безопасности буровых работ и т.д. (рис. 6).

При разработке проектной документации уделяется внимание оптимальному размещению оборудования с целью минимизации его передвижения при монтажно-демонтажных и подготовительных работах к бурению следующих скважин в кусте.

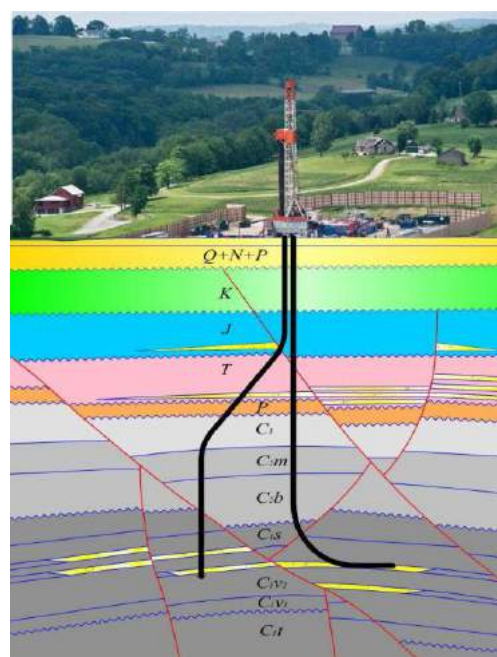


Рис. 5. Бурение скважин с наклонно-направленными и горизонтальными стволами

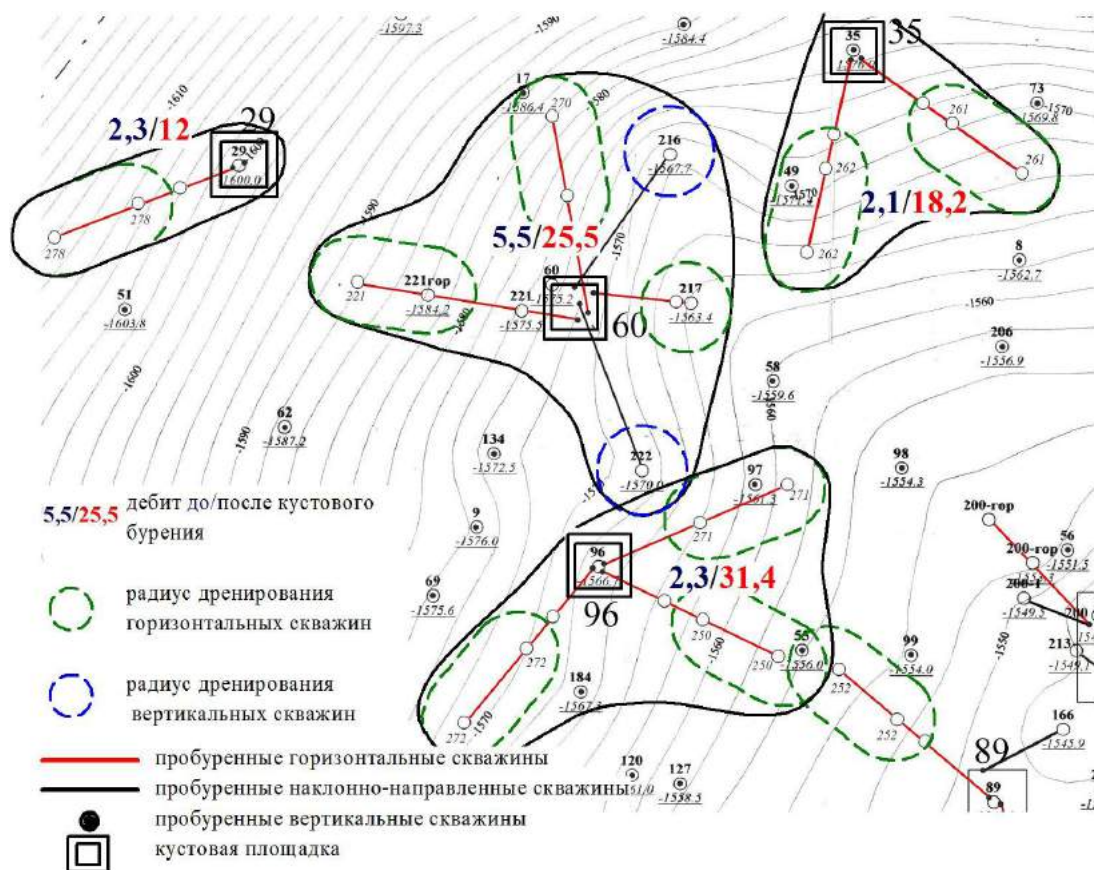


Рис. 6. Добыча нефти на кустовых площадках

### Выводы.

1. Использование современных технологий и высокоэффективного оборудования канадского производства: системы телеметрии с гидравлическим каналом связи MWD с гамма датчиком, высокомоментных забойных двигателей, полимерных безглинистых растворов и безпорных долот PDC позволяет эффективно управлять траекторией и успешно проводить горизонтальные стволы согласно запроектированной траектории при толщине пласта до 4 м (практически в 2-х метровом коридоре).

2. Спуск предыдущей (эксплуатационной) обсадной колонны практически в кровлю продуктивного пласта при зенитных углах 80-84 град., позволяет в дальнейшем использовать при бурении в продуктивном пласте специальные, с минимальной плотностью, безглинистые биополимерные растворы, а также осуществлять спуск фильтра-хвостовика в продуктивную зону без его последующего цементирования.

3. Бурение специального «пилотного» ствола (при зенитном угле до 45 град.) с использованием системы MWD и гамма датчика, проведение комплекса геофизических исследований, пометровый отбор шлама непосредственно в процессе бурения, сплошной отбор

керна в интервале залегания продуктивного пласта позволяют успешно реализовать следующие положения проекта:

- уточнить литологический состав, мощность и фильтрационно-емкостные параметры пласта-коллектора, а также вышележающих и подстилающих пород, и что самое важное, точно определить глубину залегания кровли проектного горизонта, с привязкой к показаниям ГК, что позволит, во-первых, уточнить запроектированную траекторию горизонтального ствола скважины и, во-вторых, оперативно ее коррелировать, как по показаниям Гаммакаротажа, проводимого в процессе бурения, так и по результатам исследования отобранного шлама;

- провести в стационарной лаборатории литолого-петрофизический анализ керна, исследовать степень воздействия различных составов кислотных растворов на образцы керна и подобрать оптимальную рецептуру кислотного раствора для проведения, в дальнейшем, работ по интенсификации притока скважины.

4. Возможность размещения на кустовой площадке дополнительных амбаров и парка дополнительных емкостей, обвязка их с оборудованием для приготовления и очистки различных типов буровых растворов и специаль-



ных жидкостей, включая растворы на углеводородной основе, позволяет реализовать следующие экологические и технологические программы:

- осуществлять разделение и очистку отходов бурения и сточных вод с возможностью захоронения очищенного шлама на буровой площадке или вывоза в специальные шламоутилизаторы, а очищенную воду использовать для повторного приготовления раствора и специальных жидкостей;

- осуществлять оперативное планирование и проведение работ по использованию специальных жидкостей и растворов в процессах вскрытия продуктивного пласта, глушения при проведении внутрискважинных работ, проведении интенсификации притока и других операций за счет наличия необходимого количества жидкостей непосредственно на кустовой площадке.

Реализация проектов по разработке месторождений направленными скважинами с кустовых площадок особенно актуальна при разработке средних и малых нефтегазовых месторождений, включая сланцевые проекты, на территориях природоохранных зон, в горной, лесистой и болотистой местностях или в пределах морских акваторий.

### Литература

1. Підвищуємо ефективність використання сировинної бази нафти і газу України /Є.М. Довжок, М.Г. Рубаха, В.Г. Вітрик та ін. //Нафт. і газова пром-сть, – 2000 – № 5 – с 23 – 25.
2. Підвищенню ефективності розробки важковидобувних запасів нафти на родовищах України – сучасні технології / Є.М. Довжок, В.В. Гушул, В.Г. Вітрик, Є.Р. Мрозек, М.Г. Рубаха // Нафт. і газова пром-сть, – 2001 – № 4, с 23 – 25.
3. Нарощування ресурсної бази як чинник стабілізації та збільшення видобутку вуглеводнів ВАТ «Укрнафта» / І.І. Музичко,

В.Я. Колос, С.Г. Омелянчук // Нафт. і газова пром-сть, – 2001, – № 4, с 21 – 22.

4. Технологія і техніка буріння / В.С.Войтенко, В.Г.Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С.Яремійчук // Львів: Центр Європи, 2012.

5. Павлык В.Н., Шулепов В.А. Об эффективности применения винтовых забойных двигателей / М.: Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2002. №4. С. 24–25.

6. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Поваляхин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий; под общ. ред. доктора технических наук, профессора А. Г. Калинина. – М.: Изд. Центр-ЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.

7. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, А. С. Поваляхин. – М. : Недра, 1995. – 305 с.

8. Калинин, А. Г. Естественное и искусственное искривление скважин / А. Г. Калинин, В. В. Кульчицкий. – М. ; Ижевск, 2006. – 640 с.

9. Мислюк М.А., Рибчин І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин. Т.3. Вертикальне та скероване буріння. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – 294 с.

10. Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1987. – 270 с.

11. Фостер Б. «Сетевые графики» улучшающие показатели бурения скважин с горизонтальным смещением забоя // Нефтегазовые технологии. – 2005. – №3. – С. 19 – 24.

12. Abbas Sfajdi, Mansour Sfofafa-zadeh, Vatt Ahmad Sajjadian. Direction and prediction of well priority drilling for horizontal oil and gas wells (a case study) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – October 2005. – V. 49. – P. 63 – 78.

13. Shale Gas Revolution, SLB, 2011: "The two main enabling technologies that have made shale plays economical are extended-reach horizontal drilling and multistage hydraulic fracture stimulation."

*Experience and problems of the horizontal and deviated wells in abroad and Ukraine are considered. All aspects of technique and technology of these wells are discussed deviated wells. The results of analysis testify about perspective of technology development of oil and gas deposits by horizontal.*

**Keywords:** downhole drilling motors, horizontal completion, telemetering system, drilling bit.

### Відомості про авторів:

В. Г. Вітрик, кандидат технічних наук, генеральний директор, ТОВ "НТП "БУРОВА ТЕХНІКА".

А. В. Кондратьєва, начальник проектно-кошторисного відділу, ТОВ "НТП "БУРОВА ТЕХНІКА".

М. Ю. Селінний, провідний геолог, ТОВ "НТП "БУРОВА ТЕХНІКА".

Р. Н. Галушка, заступник начальника УРРБС, ТОВ "НТП "БУРОВА ТЕХНІКА".

м. Полтава, вул. Гоголя, 34, т. (0532) 519-148, e-mail: info@ntpbt.com.



УДК 55.502.6

## КЛАСИФІКАЦІЯ ТЕХНОГЕННИХ ВПЛИВІВ НА ГЕОЛОГІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ

**В. С. Білецький,**

доктор технічних наук, професор, кафедра обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка

*Виконано аналіз техногенних факторів та запропоновано вдосконалену узагальнену класифікацію техногенних впливів на геологічне середовище. Виділені наступні класи впливів: фізичний, фізико-хімічний, хімічний, біологічний та комбінований. Клас фізичних впливів доповнено електричним та хвильовим діями на гірські масиви.*

**Ключові слова:** техногенний вплив, геологічне середовище, класифікація, аналіз техногенних факторів.

## CLASSIFICATION OF ANTHROPOGENIC IMPACT ON GEOLOGICAL ENVIRONMENT

**V. Biletsky,**

Dr.Sc., Professor, Department equipment of oil and gas fields, Poltava National Technical University

*The analysis of anthropogenic factors and proposes an improved generalized classification of anthropogenic impacts on the geological environment. Dedicated effects following classes: physical, physical-chemical, chemical, biological and combined. Class physical effects added by an electric wave and acts on the mountains.*

**Keywords:** human impact, geological environment, classification, analysis of anthropogenic factors.

**Постановка проблеми і стан її вирішення.** У основу найбільш універсальної сучасної класифікації техногенних впливів на геологічне середовище В.Т.Трофимова та ін. [1] покладені природа впливу та його механізм. Відповідно до цього виділяються наступні класи впливів: фізичний (в якому виділяються підкласи, зумовлені дією різних фізичних полів: механічного, гідромеханічного, гідродинамічного, термічного, електромагнітного, радіаційного), фізико-хімічний, хімічний, біологічний. Пізніше ця класифікація була доповнена характеристикою прямих екологічних наслідків впливу людини на геологічне середовище і зворотних впливів на життєдіяльність людини, природні ландшафти і біогеоценози.

**Формування мети статті.** З розвитком техніки та технологій відповідно якісно і кількісно змінюються техногенні впливи на довкілля, геологічне середовище. Це обумовлює необхідність постійного аналізу техногенних факторів та вдосконалення

класифікації їх впливів на геологічне середовище.

**Виклад основного матеріалу.** Нами, на основі огляду і аналізу наявної апріорної інформації запропонована узагальнена класифікація техногенних впливів на геологічне середовище (рис. 1).

Розглянемо різні класи і підкласи техногенних впливів докладніше.

З нашої точки зору клас фізичних впливів треба доповнити електричним та хвильовим діями на гірські масиви.

**Фізичний вплив.** Це перший і найбільший і різноманітний клас техногенних впливів на геологічне середовище, що складається з декількох підкласів.

**Механічне діяння.** У цьому підкласі виділяються наступні шість типів впливів: ущільнення і розущільнення, внутрішнє (тобто те, що відбувається без зміни рельєфу) руйнування масиву і впливи, що відбуваються з руйнуванням і перевідкладенням ґрунтів і призводять до зміни рельєфу, планування рельєфу,

техногенна "акумуляція" (утворення позитивних форм) і "ерозія" (утворення негативних форм) рельєфу.[2]

Будівлі, споруди та автотранспорт ущільнюють, укотковують, трамбуєть грунт, будівельні роботи руйнують поверхневий (грунтовий) шар, гірничі роботи (шахти, кар'єри, свердловини) руйнують гірські породи від поверхні до 12 км. в глибину (з технологічною метою – як правило, до декількох кілометрів).

**Гідромеханічне діяння.** До підкласу гідромеханічних впливів, на відміну від попереднього, відносяться механічні впливи, здійснювані за допомогою гідромеханізмів. Ці дії в основному передаються безпосередньо на породи, рельєф і пов'язані з геодинамічними, але не передаються безпосередньо на підземні води. У цьому підкласі виділяється всього два типи: гідроакумуляція рельєфу (утворення позитивних форм) і гідроерозія (утворення негативних форм) рельєфу.[2]

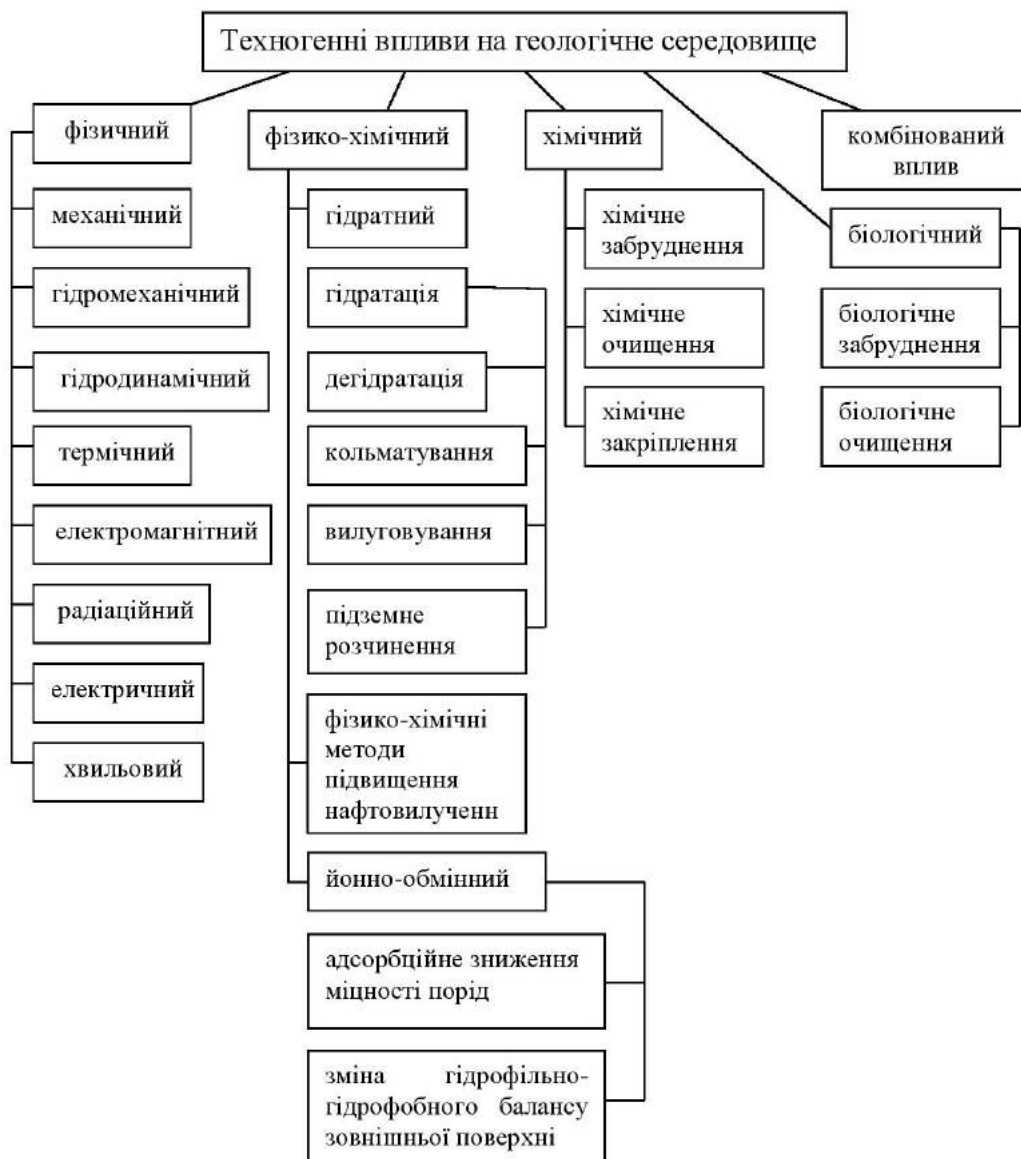


Рис. 1. Узагальнена класифікація техногенних впливів на геологічне середовище

Гідромеханічне діяння застосовується при гідромеханізації в гірництві – це єдиний технологічний комплекс процесів та технічних заходів, пов'язаних із руйнуванням ґрунтів та гірських порід, транспортуванням їх, укладанням в масив або переробкою гідравлічним способом з використанням

енергії води. Методами гідромеханізації розробляють незв'язні та зв'язні ґрунти (пісок, глину), торф, крейду, сіль, кам'яне і буре вугілля, а також відходи різних виробництв. При цьому розрізняють свердловинний та шахтний гідровидобуток, гідровидобуток у кар'єрах.

Найбільше поширення гідромеханізація набуває у гідротехнічному будівництві і гірничій справі, як у наземних умовах (розмив ґрунтів, намив гребель, дамб, обвалувань, риття каналів, котлованів, очистка водоймищ і т.і.), так і під землею (гідровідбивання та гідрозакладка, гідротранспорт та гідропідйом). Основною схемою технології є комбінація «гідромонітор-землесос».

Гідромеханічний вплив проявляється також в результаті витоків і промислових стоків на території родовища, а також при відкачці води з підземних горизонтів.

**Гідродинамічне діяння.** Підклас гідродинамічних діянь об'єднує власне гідродинамічні впливи на підземні води, на їх гідродинамічний режим. Вони впливають як на речові компоненти геологічного середовища (гірські породи і підземні води), так і на геодинамічні процеси. При цьому зміни рельєфу проявляються в результаті активізації геодинамічних процесів. До цього підкласу відносяться впливи двох типів: що ведуть до підвищення напору або рівня підземних вод, що ведуть до їх зниження. [2]

Гідродинамічне діяння на геологічне середовище передбачають ряд сучасних геотехнологій свердловинного видобування корисних копалин, зокрема, широко застосовуване *заводнення* – спосіб впливу на пласт при розробці нафтових родовищ, при якому підтримка і відновлення пластового тиску і балансу енергії здійснюються закачуванням води, та *гідравлічний розрив пластів* – нагнітання у породи великих кількостей води під великим тиском, що спричиняє радикальне збільшення тріщинуватості гірського масиву в зоні фрекінгу [3 5].

**Термічні діяння** зумовлені дією позитивних або негативних теплових полів. Це охолодження або навпаки – нагрівання гірських порід при їх руйнуванні, нагрівання флюїдів для зміни їх реологічних властивостей. Також термічні діяння при закачуванні розчинів (розвідувальні та бурові свердловини). Термічні діяння можуть бути направленими і спонтанними (наприклад, самозаймання вугілля, торфу тощо).

Зокрема, заморожування ґрунтів (порід) – спосіб проведення гірничих виробок у водонесних породах, при якому на деякій відстані від контуру виробки бурять низку свердловин до водотривких порід і обладнують їх заморожувальними колонками, якими циркулює холодоносії. При цьому утворюється льодопорідна стінка, що захищає виробку на час

проведення від проривів води (пливунів). Відомий «сибірський спосіб» заморожування ґрунтів – спосіб проходження розвідувальних шурфів в руслах річок та річкових долинах в пливунних породах на глибину 5 – 20 м. Вибій виробки в зимовий час проморожують за рахунок природного холоду протягом 2–3 днів, а після цього проводять виробку на глибину, дещо меншу товщини промороженого шару ґрунту. Цей спосіб з успіхом застосовано в Росії, Польщі, Великобританії, Франції, Нідерландах.

Теплові методи діяння на геологічне середовище поширені в практиці гірництва. Сюди належить підземна виплавка сірки, підземна газифікація вугілля, горючих сланців, сірки, підземна сублімація корисних копалин. [2].

Теплові методи підвищення нафтовилучення застосовуються в покладах високов'язкої смолистої нафти, неньютонівської нафти, парафінонасиченої нафти. Серед них виділяють теплофізичні і термохімічні методи.

Застосовують в основному такі методи теплової дії:

- прогрів привибійної зони свердловин паром або різними нагрівачами (електричними, електромагнітними і вогневими) до температур 120 – 200 °С, можливе нагнітання в пласт великих об'ємів гарячої води або пари при температурі близько 150 °С; зокрема: витіснення нафти гарячою водою; пароциклічна обробка свердловин.

- застосування внутрішньопластового рухомого вогнища горіння (ВПВГ) [3].

Відоме і вогняне буріння — спосіб буріння, заснований на руйнуванні гірських порід на вибої свердловини високотемпературними газовими струменями, що вилітають з надзвуковою швидкістю з сопел пальника. До речі, термічний вплив на гірський масив для розміцнення породи при видобуванні корисних копалин відомий давно і описаний Г.Агріколою в його енциклопедії гірництва і металургії «De Re Metallica» (1556 р.) [4].

**Електромагнітне діяння.** До підкласу електромагнітних техногенних впливів автори Класифікації Трофимов В.Т., Королев В.А., Герасимова А.С. відносять впливи, здійснювані під дією *електричних, магнітних* або *електромагнітних полів*. Електромагнітні поля впливають безпосередньо лише на речові елементи геологічного середовища: гірські породи і підземні води і не впливають на рельєф і геодинаміку території. У підкласі виділяються впливи двох типів: стихійні і цілеспрямовані.

Перші обумовлені дією слабких електричних полів, вони, як правило, тривалі або квазіпостійні і пов'язані з витокami електрики, наведенням слабких полів і т.п. Другі зумовлені дією електричних полів як постійного, так і змінного електричного струму високої напруги, вони, як правило, короточасні і пов'язані з цілеспрямованим впливом на об'єкти технічної меліорації гірських порід. [1, 2].

Електромагнітний вплив за [1] надають лінії електропередач, наслідком може стати порушення функцій головного мозку і психіки людей, руйнування їх імунної системи.

Електромагнітне діяння широко застосовується при каротажі свердловин. Випробувальні роботи підтвердили можливість підвищення дебіту нафтових свердловин шляхом впливу на пласт високочастотного електромагнітного поля. Зона впливу визначається способом створення (в одній свердловині або між декількома), напруги і частоти електромагнітного поля, а також електричними властивостями пласта. Крім теплових ефектів електромагнітний вплив призводить до деемульсації нафти, зниження температури початку кристалізації парафіну і появи додаткових градієнтів тиску за рахунок силового впливу електромагнітного поля на пластову рідину.

#### **Електричне діяння.**

Застосовується про каротажі свердловин. Технологія електричної обробки свердловин призначена для зниження обводненості на видобувних нафтових свердловинах, відновлення їх продуктивності, відсічення газових конусів, а також для відновлення характеристик нагнітальних свердловин. Об'єктами застосування технології є як теригенні, так і карбонатні колектори з глибиною залягання до 2000 м і 3000 м відповідно.

Як правило, обробці підлягають свердловини з обводненістю продукції 40-85% і дебітом по рідині 10-85 м<sup>3</sup>/добу при неоднорідних пластах з почергово високою і зниженою пористістю. Сутність технології заснована на тому, що при пропущенні через нафтовий пласт імпульсів електричного струму відбувається виділення енергії в тонких капілярах. Коли кількість виділеної енергії перевищує якоесь порогове значення, спостерігаються зміни структури пустотного простору мікронеоднорідного середовища і просторових структур фільтраційних потоків. В свердловинах відбуваються руйнація кольматанта і прилеглих шарів гірської породи,

газова кольматація, руйнування подвійних електричних шарів, зміна поверхневого натягу на межі розділу фаз. Після закінчення електровпливу на пласт в результаті зміни просторової структури фільтраційних потоків в породі обводненість видобутої нафти виявляється значно зниженою на тривалий період часу.

Технологія електрогідролічної обробки свердловин (ЕГУ) застосовується для підвищення нафтовилучення. При електричному розряді між двома електродами в рідкому середовищі відбувається формування каналу наскрізної провідності з наступним його розширенням до низькотемпературної плазмової каверни, що утворює ударну хвилю і хвилі стиснення. Час дії ударної хвилі не перевищує  $0,3 \times 10^{-6}$  сек. Поширюючись в присвердловинній зоні, вона руйнує кольматційні утворення. Основними параметрами електрогідролічної обробки, що визначають її ефективність, є тиск ударної хвилі і число генеруючих імпульсів уздовж інтервалу перфорації.

**Радіаційне діяння.** Підклас радіоактивних діянь об'єднує впливи, викликані радіацією. Вони впливають лише на речові елементи геологічного середовища (гірські породи і підземні води). У цьому підкласі також виділяються два типи впливів – радіаційне забруднення та радіаційне очищення компонентів геологічного середовища.[2]

Тут теж можна виділити як спонтанні (наприклад, Чорнобильська катастрофа) так і направлені радіаційні впливи. До останніх слід зарахувати, наприклад, *Об'єкт «Кліваж»* – підземний ядерний вибух у мирних цілях на території України, Донбас. Потужність ядерного заряду 0,2-0,3 Кт тротилового еквіваленту, який було здійснено на східному крилі шахти «Юнком» (м. Юнокомунарськ, Єнакієвської міськради, ВО «Орджонікідзевугілля») на глибині 903 м між вугільними пластами «Дев'ятка»(14) та «Цегельний» (121) 16 вересня 1979 р. Мета вибуху – зниження напруги в гірничому масиві, що врешті-решт мало підвищити безпеку відпрацювання вугільних пластів.

Наступний приклад – «*Факел*» – перший промисловий ядерний вибух на території України, здійснений 9 липня 1972 року за 3 км від села Хрестище Красноградського району Харківської області з метою закриття аварійного газового викиду. Енерговиділення вибуху–3,8 кілотонн.

Аналоги – програма «Лемех» (або Операція Плаушер (англ. *Operation Plowshare*) використання мирних ядерних вибухів на території США. Запущена в 1957 році, згорнута в 1973 році. В рамках програми було здійснено 27 вибухів на території 3 штатів США. Програма США однозначно показала екологічну небезпеку мирних ядерних вибухів: на території США утворилося кілька зон радіоактивного зараження, зокрема, активне забруднення геологічного середовища.[5]

**Хвильове діяння.** Застосовується про каротажі свердловин (акустичний каротаж), а також як метод для підвищення нафтовилучення.

Технологія *акустичної обробки свердловин* застосовується для підвищення нафтовилучення. Вона заснована на перетворенні електричної енергії змінного струму в енергію пружних хвиль з частотою коливань 20 кГц в інтервалі перфорації свердловини. Частота ультразвукової хвилі визначає її специфічні особливості: можливість розповсюдження спрямованими пучками і можливість генерації хвиль, що переносять значну механічну енергію. При взаємодії акустичного поля з фазами гірських порід досягається: збільшення їх проникності завдяки змінам структури пустотного простору; руйнування мінеральних солевідкладів; акустична дегазація і зниження в'язкості нафти; залучення в розробку низькопроникних і закольматованих пропластків порід продуктивного пласта.

*Об'ємний хвильовий вплив* на нафтове родовище застосовується для збільшення нафтовидобутку. При цьому на поверхні родовища нафти спеціальним чином створюються монохроматичні коливання певної амплітуди, що поширюються в вигляді конуса від поверхні до нафтового пласта, охоплюючи об'єм в зоні радіусом 1.5-5 км від епіцентру впливу. Технологія призначена для інтенсифікації видобутку нафти і підвищення нафтовіддачі неоднорідних продуктивних пластів з карбонатними і теригенними колекторами різної проникності (теригенні – колектори, представлені породами різного мінерального складу з різним ступенем глинястості, з різним складом і характером цементуючих речовин). Застосовується на різних стадіях експлуатації родовищ при виробленості запасів і обводнення не більше 70%. Радіус зони впливу від одного віброджерела становить 3 км при глибині залягання продуктивних пластів 2,5 – 3 км.

*Віброхвильовий вплив на породи продуктивного нафтового пласта* – застосовується для підвищення нафтовидобутку свердловин. Віброхвильовий вплив на породи продуктивного нафтового пласта створюється при роботі штангового насоса, що впирається в зумпф (відстійник, внутрішній простір свердловини, розташований нижче інтервалу перфорації) через спеціальний хвостовик і колону труб. В результаті впливів в масиві формуються хвилі пружних деформацій, які поширюються на великі відстані від свердловини і забезпечують отримання значних ефектів, як у самій збудливою свердловині, так і в свердловинах, розташованих в радіусі 2-2,5 км від неї. Інфранизькочастотні пружні коливання формують в пласті зону розміцнення, що покращує його фільтраційні характеристики.

**Фізико-хімічний вплив.** У другий клас об'єднані техногенні впливи на компоненти геологічного середовища фізико-хімічної природи, тобто зумовлені різними поверхневими фізико-хімічними явищами і поглинальною здатністю порід (адсорбцією, дифузєю, осмосом, капілярними явищами, розчиненням і т.д.). Ці явища впливають лише безпосередньо на речові елементи геологічного середовища. Тут виділяються такі типи впливів, як гідратний, здійснюваний за рахунок техногенної гідратації або дегідратації порід, кольматування порід, вилуговування і йонообмінний вплив[2]. До цього класу належить і адсорбційне зниження міцності гірських порід (дія ефекту Ребіндера) та зміна гідрофільно-гідрофобного балансу сумарної зовнішньої поверхні подрібненого за участі ефекту Ребіндера гірського матеріалу (дія *ефекту адсорбційного розкриття поверхні порового простору твердої фази* або ефекту "вивертання пор").[6]

Фізико-хімічний вплив проявляється, зокрема, при прокладанні нафтопроводів, трубопроводів і асфальтових доріг, в геотехнологіях підвищення нафтовилучення, підземного розчинення корисних копалин тощо.

**Фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення** – методи діяння на нафтові поклади, які покращують заводнення (за рахунок зниження міжфазового поверхневого натягу і зміни відношень рухомостей фаз) і сприяють вилученню залишкової нафти із заводнених пластів. До першої групи належать методи запомповування водних розчинів поверхнево-активних речовин (заводнення розчинами ПАВ), полімерного заводнення, лужного

заводнення (розчини лугів) і силікатно-лужного заводнення (розчин силікату натрію з лужними властивостями), сірчано-кислотне заводнення (нагнітання сірчаної кислоти у вигляді облямівки), а до другої – методи витіснення нафти діоксидом вуглецю (газ, рідина, водний розчин) та міцелярними розчинами і міцелярно-полімерне заводнення (облямівки міцелярного і полімерного розчинів).

**Приклад** – термохімічні методи підвищення нафтовилучення – один із групи теплових методів діяння на нафтові поклади, суть якого полягає в утворенні в нафтовому пласті високотемпературної зони, в якій теплота генерується внаслідок екзотермічних окиснювальних реакцій між частиною нафти, яка міститься в пласті, і киснем, та яка переміщується по пласту від нагнітальної до видобувних свердловин нагнітанням окиснювача (повітря або суміші повітря та води). Вигорає 5-15 % запасів нафти (точніше коксоподібні залишки найважчих її фракцій). За співвідношенням витрат води і повітря розрізняють сухе (без нагнітання води), вологе (нагнітають води до 2-3 л/м<sup>3</sup>) і надвологе (те ж понад 2-3 л/м<sup>3</sup>) горіння. Об'єктами для застосування є поклади високов'язкої нафти.

**Підземне розчинення** – спосіб видобутку природних мінеральних солей (кам'яної, калійної, бішофіту) через свердловини шляхом переведення їх у водний розчин в надрах. Поряд з видобутком здійснюються збагачення, очистка (для кам'яної солі) і вибіркове вилучення (для калійних солей). Особливості процесу зумовлені фізико-хімічною природою і розчинністю солей, гідравлікою і гідродинамікою циркуляційних потоків, що виникають при створенні в соляному масиві підземних камер великих розмірів. Розчинення солі включає етапи: надходження розчинника до поверхні солі, взаємодія розчинника і солі (міжфазні процеси), розділення розчиненої речовини і солі (процеси дифузії).

**Ефект Ребіндера** – зміна механічних властивостей твердих тіл внаслідок фізико-хімічних процесів, що викликають зменшення поверхневої (міжфазної) енергії тіла – проявляється при дробленні і подрібненні попередньо зволжених гірських порід. Проявляється в зниженні міцності і підвищенні крихкості, пластичності гірських порід, що полегшує їх руйнування, диспергування. Поверхневими процесами, що обумовлюють ефект Ребіндера можуть бути адсорбція ПАР, змочування (особливо твердих тіл розплавами,

близькими за молекулярною природою), електричний заряд поверхні, хімічні реакції.

Супроводжувачий ефект Ребіндера ефект розкриття поверхні порового простору твердої фази або Ефект "вивертання пор" – ефект, який полягає у переході внутрішньої поверхні пор у зовнішню поверхню зерен при подрібненні твердого матеріалу (на риклад, гірської породи). Зміна поверхневих характеристик подрібненої сировини за рахунок цього ефекту викликає зміну технологічних характеристик подрібненої маси, зокрема її реологічних характеристик. За певних умов може впливати на реологію водонасичених малозв'язаних нещільних порід, насичених водою з високим вмістом колоїдних частинок, які при розкриванні виявляють здатність до розпливання і переміщення (наприклад, пливунів).

**Хімічний вплив.** Третій клас включає в себе дії хімічної природи, обумовлені хімічною взаємодією різних речовин і компонентів геологічного середовища – порід і реагентів, порід і підземних вод. Хімічні діяння поширюються лише на речові компоненти геологічного середовища та безпосередньо не впливають на рельєф і геодинамічні процеси. В цьому класі виділяються три типи техногенних впливів: *хімічне забруднення*, *хімічне очищення* та *хімічне закріплення* масивів гірських порід.

**Хімічне забруднення** геологічного середовища має місце, наприклад, при підземному вилуговуванні – способі розробки рудних родовищ вибіркоким переведенням корисних копалин в рідку фазу в надрах з подальшою переробкою розчинів, що містять метали (найчастіше, електролізом – технологія SX-EW). Сьогодні підземне вилуговування застосовують для видобутку урану, міді, а також промислово-експериментально – титану, ванадію, марганцю, заліза, кобальту, нікелю, цинку, селену, молібдену, золота та ін.

**Методи очищення ґрунтів** розділяють на три групи: 1) методи видалення забруднень з ґрунту; 2) методи локалізації забруднень всередині ґрунтового масиву; 3) методи деструкції забруднень в гірському масиві.

**Закріплення ґрунтів** – штучне збільшення несучої здатності, міцності, водонепроникності, опору розмиву масиву гірських порід в умовах їх природного залягання. Застосовується при проходженні гірничих виробок, будівництві промислових і житлових будівель, для зміцнення укосів доріг і стінок котлованів у водо насичених ґрунтах, як протизсувні заходи, а також при боротьбі з

селевими потоками в горах. Основні способи закріплення ґрунтів: цементация, глинизация, бітумізация, заморожування, хімічне закріплення ґрунтів.

*Хімічне закріплення ґрунтів* – штучне підвищення водогазонепроникності та міцності гірських порід шляхом нагнітання в них розчинів синтетичних смол чи інших хімічних сполук, здатних твердіти у тріщинах та порах.

**Біологічний вплив.** В клас біологічних впливів об'єднують техногенні впливи мікробіологічної природи, які цілеспрямовано або мимоволі викликаються людиною. Біологічні техногенні впливи впливають тільки на речові елементи геологічного середовища: гірські породи і підземні води і не впливають безпосередньо на рельєф і геодинамічні процеси. Серед них виділяються два типи впливів – біологічне забруднення і очищення компонентів геологічного середовища. [2].

Біологічний вплив на геологічне середовище має місце, зокрема, при бактеріальному вилуговуванні – вилученні хімічних елементів з руд, концентратів і гірських порід за допомогою бактерій або їх метаболітів. Бактеріальне вилуговування поєднується з вилуговуванням слабкими розчинами сірчаної кислоти бактеріального і хімічного походження, а також розчинами, що містять органічні кислоти, білки, пептиди, полісахариди і т. д. Вилуговування бактеріальне може бути наземного (відвали) і підземного (гірські масиви) типу. В промислових масштабах бактеріальне вилуговування застосовується для вилучення міді із забалансових руд в США, Перу, Іспанії, Португалії, Мексиці, Австралії та інших країнах. У ряді країн (США, Канада, ПАР) бактерії використовуються для вилуговування урану. [7, 8]

**Комбінований вплив** – одночасний вплив ряду чинників на геологічне середовище.

*Приклад* – реагентно-гідроімпульсна віброструминна обробка нафтових свердловин – спосіб збільшення нафтовидобутку свердловин [9, 10]. Технологія реалізується за допомогою віброструминного декольмататора, що руйнує кольматацийні утворення закачуванням в привибійну зону кислот або інших реагентів шляхом багаторазових гідравлічних ударів і виносу на поверхню продуктів реакції. Пристрій дозволяє реалізувати кілька циклів впливу (закачування і виклику припливу) за одну спускоподіймальну операцію. При цьому в кожному новому циклі збільшується радіус обробки, і нова порція реагенту впливає на на-

ступний шар. Процес відбувається в режимі гідроудару, що полегшує проникнення реагенту в пористе середовище, призводить до руйнування кольматанта і підвищує ефективність впливу. Величина імпульсу тиску може варіюватися в межах 2,0-10,0 МПа. Потім без проведення спускоподіймальних операцій і без заміни підземного обладнання проводиться запуск струминного насоса і здійснюється винесення продуктів руйнування і відпрацьованого реагента з пласта.

Технологія призначена для комбінованої обробки свердловин в низькопроникних високоглинистих колекторах, а також колекторах середньої і навіть високої проникності, фільтраційні характеристики яких значно – на порядок і більше – знижені в процесі буріння, первинного розкриття пласта або експлуатації свердловини. У період з 2002-го по 2006 рік обробка привибійної зони пласта цим способом проведена на 17 свердловинах. Коефіцієнти їх продуктивності зросли в 2,3-5,9 разів. Приріст дебітів нафти в середньому склали 8,4 т / добу. Додатковий видобуток нафти склав у середньому 1129 т на свердловино-обробку, що в 3 рази перевищує результати традиційної обробки привибійної (перфорованої при свердловинній) зони.

**Висновки і напрямки подальших досліджень.**

Виконано аналіз техногенних факторів та запропоновано вдосконалену узагальнену класифікацію техногенних впливів на геологічне середовище.

Показано, що найбільш відчутними є техногенні впливи на геологічне середовище у гірничій, нафто- і газовидобувній галузях, що обумовлює необхідність окремого розгляду цього питання.

## Література

1. Трофимов В.Т., Королев В.А., Герасимова А.С. Классификация техногенных воздействий на геологическую среду // Геозкология. 1995. № 6.
2. Королев В.А. Мониторинг геологической среды: Под редакцией В.Т. Трофимова – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 272 с.
3. Бойко В. С., Бойко Р. Словник-довідник з нафти і газу / Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу. Київ: Міжнародна економічна фундація. Тт. 1-2, 2004–2006 рр. 560 + 800 с.
4. Georgii Agricola. De Re Metallica libri XII. – Basileae: Froben. – 1556. – 590 s.



5. “The Containment of Underground Nuclear Explosions”, Project Director Gregory E van der Vink, U.S. Congress, Office of Technology Assessment, OTA-ISC-414, (Washington, DC: U.S. Government Printing Office, October 1989). Електронний формат: <http://www.princeton.edu/~ota/disk1/1989/8909/8909.PDF>
6. Biletskyi V.S., APPLICATION ASPECTS OF ADSORPTION OPENING EFFECT OF SOLIDS PORE SPACE SURFACE. // Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane and Ores Mining // A Balkema Book, London, 2014, p. 121-122.
7. Мала гірнича енциклопедія. т. I, II, III (за редакцією В. С. Білецького). – Донецьк: Донбас, 2004. – 640 с., 2007. – 652 с., – Донецьк: Східний видавничий дім, 2013. – 644 с.
8. Самилін В., Білецький В. Спеціальні методи збагачення корисних копалин – Донецьк: Східний видавничий дім, 2003. – 116 с.
9. Табаченко М. М. та ін.. Фізико-хімічна геотехнологія. Дніпропетровськ. 2012. 310 с.
10. Аренс В. Ж. Фізико-хімічна геотехнологія. Москва: Московський гос. університет. 2001. 656 с.

*Выполнен анализ техногенных факторов и предложена усовершенствованная обобщенная классификация техногенных воздействий на геологическую среду. Выделены следующие классы воздействий: физическое, физико-химическое, химическое, биологическое и комбинированное. Класс физических воздействий дополнен электрическим и волновым действиями на горные массивы.*

**Ключевые слова:** *техногенное воздействие, геологическая среда, классификация, анализ техногенных факторов.*

**Відомості про автора:**

Білецький Володимир Стефанович, доктор технічних наук, завідувач кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: [BiletskyiVolodymyr@pntu.edu.ua](mailto:BiletskyiVolodymyr@pntu.edu.ua).

[orcid.org/0000-0003-2936-9680](https://orcid.org/0000-0003-2936-9680).

ResearcherID: 56962707500.



UDC 622.245.42

## WYBRANE SYSTEMY CIECZY WIERTNICZYCH STOSOWANYCH PODCZAS WIERCENIA OTWORÓW I UDOSTĘPNIANIA ZŁÓŻ

**Małgorzata Uliasz,**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Polska.

**Sławomir Błaż,**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Polska.

**Grzegorz Zima,**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Polska.

**Bartłomiej Jasiński,**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Polska.

*W artykule przedstawiono najważniejsze kierunki badań laboratoryjnych przeprowadzonych w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym nad opracowaniem płuczek wiertniczych oraz cieczy specjalnych stosowanych do wiercenia otworów i prac związanych z udostępnianiem złoża i przygotowaniem odwiertów do eksploatacji.*

## ОКРЕМІ ГІДРАВЛІЧНІ СИСТЕМИ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

**Малгожата Уліас,**

Інститут нафти і газу – Державний дослідницький інститут, Польща.

**Славомир Блаж,**

Інститут нафти і газу – Державний дослідницький інститут, Польща.

**Гжегож Цима,**

Інститут нафти і газу – Державний дослідницький інститут, Польща.

**Бартомей Ясінскі,**

Інститут нафти і газу – Державний дослідницький інститут, Польща.

*У статті представлені найбільш важливі напрямки лабораторних випробувань, проведених в Інституті нафти і газу - Державний науково-дослідний інститут з розробки бурових розчинів і спеціальних рідин, використовуваних для буріння і робіт, пов'язаних із підготовкою свердловин та родовища до експлуатації.*

### Wstęp

Rozwój technologii cieczy wiertniczych determinują warunki geologiczno-złożowe występujące w rejonach prowadzonych wierceń oraz w odwiertach eksploatacyjnych na obszarze Polski. W wyniku realizowanych w INiG – PIB badań laboratoryjnych, opracowywane są nowe rodzaje płuczek wiertniczych i cieczy roboczych jak również modyfikowane i doskonalone składy cieczy stosowanych w warunkach otworowych celem poprawy ich właściwości i poszerzenia przydatności wykorzystania w różnych warunkach złożowych. Takie ukierunkowanie badań systemów cieczy wiertniczych wynika w dużej

mierze z możliwości wykorzystania nowosyntezyzowanych środków chemicznych o wysokiej jakości, które często stanowią podstawowe ich składniki. Dotyczy to zarówno nowych rodzajów środków chemicznych i materiałów płuczkowych (związki aminowe, nanokrzemionka) stosowanych do opracowywania płuczek wodnodispersyjnych jak i substytutów dla oleju napędowego wykorzystywanych w płuczkach olejowodispersyjnych. Rozwojowi technologii cieczy wiertniczych sprzyja również szeroki dostęp do nowoczesnej aparatury badawczej pozwalającej na pomiar ich parametrów w warunkach otworopodobnych.

### Systemy płuczek wiertniczych w świetle badań laboratoryjnych i prób przemysłowych

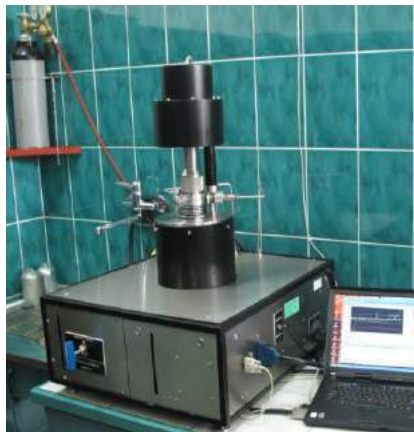
Płuczka wiertnicza jako wieloskładnikowy układ dyspersyjno-kołoidalny, to jeden z czynników odgrywający ważną rolę w procesie wiercenia otworów. Dobrze zaprojektowany system płuczki wiertniczej dla określonych warunków geologiczno-technicznych oraz odpowiednia modyfikacja jej składu i właściwości w trakcie wiercenia otworu ma zasadniczy wpływ na prędkość wiercenia, utrzymanie odpowiedniego stanu technicznego otworu oraz prawidłowe dowiercanie i udostępnianie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

W celu poznania zmian parametrów płuczki w warunkach otworowych, w INiG – PIB, badania laboratoryjne prowadzone są z zastosowaniem specjalistycznej aparatury i metod badawczych. Przy ich użyciu możliwe jest określenie właściwości reologiczno-strukturalnych płuczki krążącej w otworze powodowane zmianą temperatury i ciśnienia w obecności zanieczyszczeń pochodzących z przewiercanych warstw i filtracji oraz jej właściwości inhibitujących mających wpływ na stateczność ściany otworu w warstwach skał ulegających dyspersji i pęcznieniu.

Do badań właściwości reologiczno-strukturalnych płuczek wiertniczych i ich filtracji w warunkach HPHT służy wysokotemperaturowy

wiskozymetr (rys. 1) i dynamiczna prasa filtracyjna (rys. 2). Natomiast na podstawie wyników badań dyspersji (dezintegracji), metodą obracania w piecu rollen oven (rys. 3) skały ilasto-lupkowej w środowisku danej płuczki wiertniczej, określana jest jej efektywność inhibitującego oddziaływania na stateczność ściany otworu. Badania dyspersji prowadzone są w dwóch etapach, najczęściej z wykorzystaniem wzorcowej skały ilasto-lupkowej. Etap pierwszy obejmuje dyspergowanie przygotowanej skały w postaci „zwiercin” w płuczce przez 16 godz., a następnie przemycie wodą na sicie odzyskanej próbki skały, wysuszenie jej do stałej masy, ważenie i obliczenie procentowego odzysku próbki po dyspersji w płuczce, czyli  $P_1$ . W etapie drugim zwierciny uzyskane z etapu pierwszego dyspergowane są w wodzie słodkiej przez 2 godz., których odzyskana ilość po wysuszeniu do stałej masy służy do obliczenia procentowego odzysku próbki po dyspersji w wodzie, czyli  $P_2$ .

Szerokim zakresem badań laboratoryjnych i prób przemysłowych objęte są płuczki wodnodyspersyjne, a kierunek prac badawczych dotyczy głównie płuczek wiertniczych inhibitowanych stosowanych do przewiercania warstw ilasto-lupkowych oraz do dowiercania skał zbiornikowych, których spoiwem są minerały ilaste.



Rys. 1. Wiskozymetr HPHT



Rys. 2. Dynamiczna prasa filtracyjna HPHT



Rys. 3. Piec obrotowy rollen oven

Powszechnie do wiercenia otworów w warstwach skał ilastych, występujących na obszarze Polski, stosowana jest płuczka potasowo-polimerowa, której właściwości inhibitujące zapewnia układ KCl-PHPA. Badania laboratoryjne wykazały, że jej stopień zapobiegania hydratacji skał, określony współczynnikiem  $P_1$ , wynosi ok. 70 ÷ 80% natomiast stopień zabezpieczenia tych samych

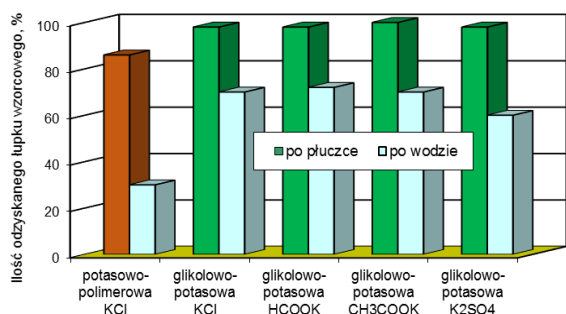
skał przez płuczki przed destrukcyjnym działaniem cieczy nie posiadającej właściwości inhibitujących, np. wody, wyrażony współczynnikiem  $P_2$ , mieści się w zakresie od ok. 20 do 30%, (rys. 4). Stosowana do dowiercania skał zbiornikowych zawierających minerały ilaste, może spowodować powyżej 20% utraty ich przepuszczalności, określonej współczynnikiem – WU (rys. 5). Na przestrzeni ostatnich kilku lat,

właściwości inhibitujące tej płuczki wykorzystywanej w warunkach otworowych uległy poprawie ze względu na stosowanie w jej składzie dodatkowego inhibitora polimerowego, tj. poliglikolu. Jak wskazują wyniki badań laboratoryjnych, ilość odzyskiwanej wzorcowej skały ilasto-łupkowej po oddziaływaniu płuczki otworowej zawierającej zestaw inhibitorów, tj. KCl-PHPA-poliglikol, i wody wynosi odpowiednio: ok. 90% ( $P_1$ ) oraz w granicach 40 ÷ 60% ( $P_2$ ).

Prowadzone w INiG – PIB badania laboratoryjne inhibitowanych płuczek wiertniczych ukierunkowane zostały na opracowanie płuczek o większej efektywności zapobiegania hydratacji przewierczanych skał ilasto-łupkowych, niż dotychczas stosowana, poprzez dobór nowych rodzajów inhibitorów polimerowych i jonowych (organicznych i nieorganicznych). W wyniku tych badań opracowano m.in. takie rodzaje płuczek inhibitowanych jak: glikolowo-potasowa, krzemianowa oraz aminowo-glikolowa.

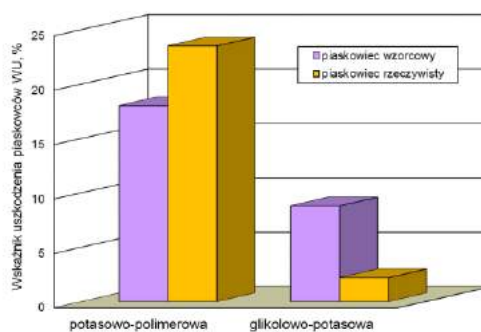
W składzie opracowanej **płuczki glikolowo-potasowej** [5], w funkcji inhibitora polimerowego wykorzystano kopolimer tlenku etylenu i propylenu w połączeniu z emulgatorem poprawiającym jego rozpuszczalność w wodzie, stanowiącym związek chemiczny na bazie oleju rycynolowego. Natomiast w funkcji inhibitora jonowego zastosowano sole potasowe zarówno

nieorganiczne ( $KCl$ ,  $K_2SO_4$ ) jak i organiczne ( $HCOOK$ ,  $CH_3COOK$ ). Zastosowanie w składzie płuczki glikolowo-potasowej zestawu inhibitorów, tj. sól potasowa – poliglikol, w połączeniu z koloidem ochronnym i środkiem strukturotwórczym pozwoliło na otrzymanie stabilnego i trwałego układu koloidalnego o odpowiednich parametrach reologiczno-strukturalnych i filtracji w temperaturze powyżej  $120^\circ C$ , a przede wszystkim wykazującego wysoką zdolność ograniczania hydratacji skał ilastych. Istotnym dowodem skuteczności inhibitującego działania tej płuczki były ilości odzyskiwanych próbek skał ilasto-łupkowych dyspergowanych w jej środowisku i wody określone współczynnikami  $P_1$  i  $P_2$ , które wynosiły odpowiednio: 90 ÷ 100% oraz 70 ÷ 90%, (rys. 4). Ze względu na właściwości chemiczne poliglikolu jako organicznego inhibitora polimerowego i środka obniżającego napięcie powierzchniowe na granicy faz, opracowana płuczka może być także stosowana do dowiercania poziomów perspektywnych. Potwierdzeniem przydatności tej płuczki do dowiercania złóż były badania jej wpływu na zmiany przepuszczalności piaskowca wzorcowego i piaskowców pobranych z otworu. Badania te wykazały, że po oddziaływaniu na zastosowane piaskowce płuczki glikolowo-potasowej zawierającej 5% KCl i 4% poliglikolu, wartości współczynnika WU mieściły się w zakresie od 1 do max 10% (rys. 5).



**Rys. 4. Ilości odzyskanej próbki wzorcowej skały ilasto-łupkowej po działaniu płuczki glikolowo-potasowej zawierającej różne sole potasowe i potasowo-polimerowej oraz wody**

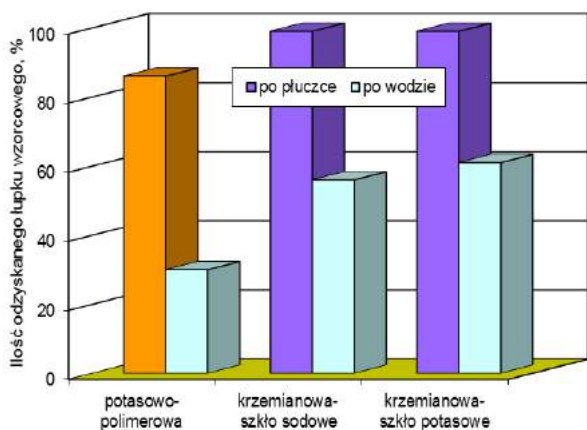
Opracowana płuczka glikolowo-potasowa zastosowana została do wiercenia w warstwach nadcechsztyńskich, soli i ilów plastycznych w głębokości 700 ÷ 3200 m oraz podczas przewiercania utworów miocenu i dowiercania piaskowców miocenijskich w interwałach 150 ÷ 1650 m. Próby przemysłowe płuczki glikolowo-potasowej o różnym stopniu zasolenia wykazały



**Rys. 5. Współczynnik utraty przepuszczalności piaskowca wzorcowego i pobranego z otworu po oddziaływaniu inhibitowanych płuczek wiertniczych**

wysoką skuteczność jej inhibitującego działania, na co wskazywały prawie nominalne średnice odwierconych otworów, wynoszenie twardego i dobrze oddzielającego się na sitach urobku. Ponadto płuczka ta odznaczała się dobrą smarnością, tolerancją na zanieczyszczenia fazą stałą pochodzącą z przewierczanych warstw oraz niską filtracją.

Szkła wodne, sodowe lub potasowe to podstawowe składniki opracowanej w INiG – PIB **płuczki krzemianowej** [5]. Są to rozpuszczalne w wodzie krzemiany: sodowy lub potasowy ( $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$  i  $\text{K}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ ) jako polimery nieorganiczne ze skondensowanymi makroanionami i metalami zasadowymi w charakterze kationów. Opracowana płuczka krzemianowa, w składzie której zastosowano zestaw inhibitorów, tj. szkło wodne (sodowe lub potasowe) – KCl, charakteryzowała się wysokim stopniem inhibitowania hydratacji skał ilasto-lupkowych;  $P_1$ :  $90 \div 100\%$ , a  $P_2$ :  $60 \div 70\%$ , (rys. 6). Użyte do jej sporządzenia koloidy ochronne wykazywały synergistyczne działanie ze szkłem wodnym posiadającym wysokie wartości pH i tworzyły stabilny system płuczki odpornej na pełne zasolenie, skażenia zwiercinami, solami metali dwuwartościowych, zachowując równocześnie zdolność do regulowania parametrów reologiczno-strukturalnych i filtracji w temperaturze mieszczącej się w zakresie odporności koloidów ochronnych. Opracowana na osnowie szkła potasowego płuczka krzemianowa zastosowana została do przewiercania utworów nasunięcia karpacko-stebnickiego w głębokości  $200 \div 1350$  m oraz utworów miocenu autochtonicznego w głębokości  $200 \div 700$  m. Przeprowadzona próba przemysłowa tej płuczki potwierdziła przede wszystkim wysoką skuteczność jej inhibitującego działania jak

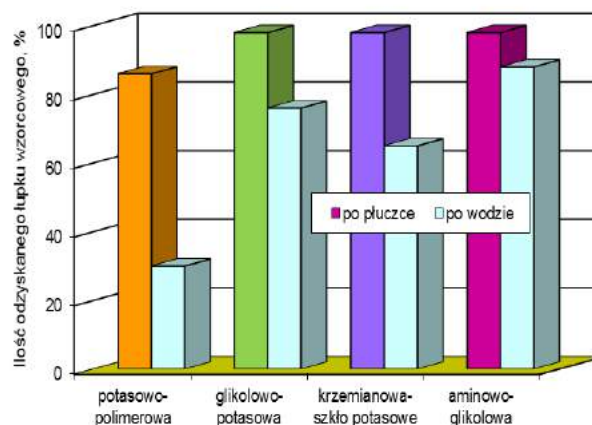


**Rys. 6. Ilości odzyskanej próbki wzorcowej skały ilasto-lupkowej po działaniu płuczek krzemianowych i potasowo-polimerowej oraz wody**

W INiG – PIB przeprowadzone zostały także badania nad opracowaniem płuczek wiertniczych o właściwościach spełniających wymagania płuczek do wiercenia otworów kierunkowych i

również łatwość regulacji parametrów reologicznych i filtracji w trakcie głębiania otworu, dobre oczyszczanie otworu ze zwiercin i szybki postęp wiercenia (ok. 200 m/dobę).

Podstawowymi środkami chemicznymi odpowiedzialnymi za właściwości inhibitujące nowo opracowanej w INiG – PIB **płuczki aminowo-glikolowej** [7, 8, 12] to: syntetyczne polimery kationowe z I-rzędowymi grupami aminowymi o różnej masie molowej, tj. poliwinylamina – PVAm-M i PVAm-W, KCl w ilości zapewniającej stężenie jonów chlorkowych powyżej  $30 \text{ g/dm}^3$  oraz poliglikol pełniący rolę zarówno dodatkowego inhibitora polimerowego jak i środka zapobiegającego procesowi koagulacji płuczki. Przeprowadzone badania wykazały, że sporządzona płuczka zawierająca odpowiednie ilości PVAm-W i PVAm-M charakteryzowała się wysoką skutecznością ograniczania hydratacji skał ilasto-lupkowych, o czym świadczyły wartości współczynników  $P_1$  i  $P_2$ , które wynosiły odpowiednio: ok. 100% oraz od 80 do powyżej 90% (rys. 7). Opracowana płuczka cechowała się kompatybilnością z polimerami służącymi do regulacji właściwości reologiczno-strukturalnych oraz obniżania filtracji i tworzyła stabilny system płuczki odpornej na pełne zasolenie NaCl, skażenia zwiercinami oraz  $\text{CaCl}_2$  i  $\text{MgCl}_2$ , zachowując równocześnie odpowiednie parametry reologiczne i filtrację w temperaturze ponad  $100^\circ\text{C}$ .



**Rys. 7. Ilości odzyskanej próbki wzorcowej skały ilasto-lupkowej po działaniu płuczki aminowo-glikolowej w porównaniu do innych płuczek inhibitowanych oraz wody**

poziomych oraz w strefach o obniżonym ciśnieniu złożowym.

Wymagania dla płuczek stosowanych do wiercenia otworów o dużym kącie odchylenia są znacznie wyższe niż płuczek dla otworów

panionowych, które dotyczą głównie: oczyszczania otworu ze zwiercin, utrzymywania stateczności ściany otworu i fazy stałej w zawieszeniu, jak również zmniejszania sił tarcia podczas wyciągania i zapuszczania przewodu oraz zapobieganie uszkodzeniu przepuszczalności skały zbiornikowej. Powodzenie realizacji tych zadań zależy przede wszystkim od właściwości reologiczno-strukturalnych, a głównie wysokiej lepkości płuczki przy niskich prędkościach ścinania – LSRV, właściwości smarnych i inhibujących oraz niskiej filtracji. Takie właściwości posiadają opracowane płuczki, jak m.in.: bentonitowo-wodorotlenkowa, guarowa sieciowana jonami  $Al^{3+}$  i solno-polimerowa obciążana solą ziarnistą.

**Płuczka bentonitowo-wodorotlenkowa** [9] to rodzaj płuczki inhibitowanej, do sporządzania której zastosowano, opracowany w INiG – PIB, kompleksowy związek nieorganiczny o nazwie polichlorek wodorotlenku magnezowo-glinowego (WMG). Częsteczkę polichloru wodorotlenku magnezowo-glinowego tworzą warstwy, których struktura podobna jest do warstwy oktaedrycznej niektórych minerałów. Zasadniczą warstwę tego nieorganicznego związku kompleksowego stanowi wodorotlenek magnezowo-glinowy charakteryzujący się dodatnim ładunkiem elektrycznym.

WMG pełni rolę zarówno zagęstnika jak i polimeru nieorganicznego, który łącznie z bentonitem stanowi podstawowy składnik strukturotwórczy tej płuczki. Pakiety tego związku jako kationy adsorbują się na ujemnie naładowanych powierzchniach cząstek bentonitu i tworzą struktury koagulacyjne o właściwościach tiksotropowych, nazywane „kruchym żelem”. Strukturę żelową opracowanej płuczki otrzymywano w wyniku zmieszania uwodnionego bentonitu z WMG w stosunku 10:1, a następnie obróbki środkiem skrobiowym i NaOH do uzyskania  $pH > 10$ . Sporządzona płuczka posiadała zdolność zawieszania zwiercin o różnych rozmiarach ze względu na niskie wartości PV oraz wysokie wartości YP i wytrzymałości strukturalnej.

Wykorzystując właściwości chemiczne żywicy guarowej, jak możliwość sieciowania jej roztworów koloidalnych związkami glinu lub żelaza(III) w celu poprawy ich parametrów reologiczno-strukturalnych, opracowana została **płuczka guarowa sieciowana jonami glinu** [9, 13] posiadająca zdolność ograniczania hydratacji skał ilasto-łupkowych i uszkodzenia przepuszczalności skał zbiornikowych. Reakcje sieciowania żywicy prowadzono z udziałem soli

glinu, tj.  $Al_2(SO_4)_3$ , która w odpowiednim środowisku zasadowym zdolna jest także do tworzenia osadu  $Al(OH)_3$  spełniającego rolę środka mającego wpływ na właściwości reologiczne i inhibitacyjne płuczki. W wyniku zachodzących reakcji otrzymana suspensja płuczki, posiadająca wyższe wartości LSRV niż konwencjonalne płuczki polimerowe, wykazywała brak sedymentacji zwiercin oraz umożliwiała obciążania jej do gęstości ok.  $2,0 \text{ kg/dm}^3$ .

Do opracowania **płuczki solno-polimerowej** [6, 9] z blokatorem rozpuszczalnym w wodzie (sól ziarnista) wykorzystano efekt synergistycznego działania odpowiednich polimerów w środowisku pełnego nasycenia solą. Podstawowy składnik tej płuczki stanowiła mieszanina biopolimeru ze środkiem skrobiowym, który pełnił rolę środka odpowiedzialnego za jej właściwości strukturalne. Ze względu na specyficzne właściwości płuczki solno-polimerowej, jak podwyższona lepkość przy niskich prędkościach ścinania, niska filtracja i mały stopień uszkodzenia przepuszczalności skały zbiornikowej, może być stosowana do dowiercania poziomów produktywnych otworami pionowymi i poziomymi, a także wykorzystana jako ciecz do rekonstrukcji odwiertów.

Do wiercenia otworów w strefach o niskich gradientach ciśnienia złożowego (poniżej  $0,0098 \text{ MPa/m}$ ) i w warstwach szcerpanych stosowane są płuczki wiertnicze o gęstości  $< 1,0 \text{ kg/dm}^3$ , regulowanej głównie powietrzem przy użyciu specjalistycznego osprzętu. Do tego typu warstw, w INiG – PIB opracowana została nowa generacja płuczek wiertniczych zawierająca afrony (mikropęcherzyki powietrza) lub szklane mikrosfery (Glass Bubbles).

**Płuczka afronowa** [1, 11] o gęstości poniżej  $1,0 \text{ kg/dm}^3$ , cechuje się unikatowymi właściwościami reologicznymi, czyli LSRV, wynikającymi z obecności w jej składzie specjalnie zaprojektowanych, odpornych na ciśnienie (do ok.  $27 \text{ MPa}$ ) mikropęcherzyków powietrza stabilizowanych za pomocą filmu polimerowego z odpowiednio dobranymi surfaktantami. Zawartość afronów w płuczce wiertniczej, które wytwarzane są podczas jej mieszania, zazwyczaj wynosi od 12 do 15% obj. powietrza i określana jest poprzez pomiar gęstości płuczki. Jak wykazały badania, dodatek do płuczki potasowo-polimerowej mieszaniny SPCz generującej afrony oraz mieszaniny polimeru z SPCz do ich stabilizacji, umożliwił wytworzenie afronów w płuczce w ilości ok. 16% o wymiarach od ok.  $50$  do  $140 \mu\text{m}$  i czasie połowicznego rozpadu powyżej  $500$  godz. oraz obniżenie gęstości tej płuczki do ok.  $0,87 \text{ kg/dm}^3$ .

Wytworzone afrony w płuczce, posiadającej przy  $0,063 \text{ s}^{-1}$  LSRV powyżej  $90000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ , skutecznie blokowały pory i szczeliny w „sztucznym złożu”.

**Płuczka zawierająca szklane mikrosfery** to kolejny rodzaj płuczki o obniżonej gęstości regulowanej specjalnym materiałem wykonanym ze szkła sodowo-wapniowego lub borokrzemowego. Glass Bubbles, które można dodawać do każdego rodzaju płuczki w max. ilości do 50% obj., charakteryzują się bardzo niską gęstością, od  $0,12$  do  $0,60 \text{ kg/dm}^3$ , i dużą odpornością na działanie ciśnienia nawet do ok.  $190 \text{ MPa}$ . Dodatek do płuczki glikolowo-potasowej szklanych mikrosfer o gęstości  $0,42 \text{ kg/dm}^3$  i odporności na działanie ciśnienia do ok.  $55 \text{ MPa}$ , w ilości  $5 \div 40\%$  obj. powodował obniżenie jej gęstości w zakresie  $1,04 \div 0,8 \text{ kg/dm}^3$  oraz wzrost parametrów reologiczno-strukturalnych i filtracji. Jak wykazały badania, 20% obj. tych mikrosfer w płuczce to ilość, która pozwala na otrzymywanie płuczki o gęstości  $0,92 \text{ kg/dm}^3$ , odpowiednich parametrach reologicznych i niskiej filtracji do wiercenia otworów w temperaturze ok.  $120^\circ\text{C}$  i ciśnieniu ok.  $50 \text{ MPa}$  [2].

Wielostronne zalety płuczek olejowodyspersyjnych dały nowy kierunek badań płuczek wiertniczych, w wyniku których opracowano **płuczkę inwersyjną typu W/O**, o stosunku fazy olejowej do wodnej 80:20 [3]. Fazę olejową stanowił olej o zmniejszonej toksyczności, mieszanina emulgatorów oraz bentonit hydrofobowy, natomiast fazę wodną – 25% roztwór  $\text{CaCl}_2$  o pH w zakresie 3 do 11,5. Obrabiona środkiem zwilżającym charakteryzowała się odpornością na skażenia fazą stałą i związkami chemicznymi, ES powyżej 300V, stabilnością parametrów reologiczno-strukturalnych i filtracji w temperaturze  $20 \div 120^\circ\text{C}$  oraz możliwością obciążania do gęstości  $2,0 \text{ kg/dm}^3$ . Opracowana w INiG – PIB płuczka inwersyjna zastosowana została do rekonstrukcji odwiertów na terenie Ukrainy przez firmę GeoSynthesis Engineering pod nazwą **WITER – II**. Zastosowanie tej płuczki w warunkach otworowych wymagało dostosowania jej właściwości do warunków geologiczno-złożowych występujących w rekonstruowanych odwiertach.

#### **Badania laboratoryjne nad opracowaniem systemów cieczy specjalnych**

Drugi kierunek badań prowadzony w INiG – PIB, dotyczy opracowywania i modyfikacji składów **cieczy tzw. specjalnych**, takich jak: ciecze robocze, nadpakerowe, buforowe, przemysłowe oraz do likwidacji odwiertów, stosowanych do dowiercania, opróbowania,

rekonstrukcji, wypełniania likwidowanych odwiertów oraz w procesach wymiany płuczki na ciecz nadpakerową. Stanowią one odrębną grupę cieczy wiertniczo-eksploatacyjnych, które nie należy utożsamiać z płuczkami wiertniczymi spełniającymi inne zadania w otworze, w czasie wiercenia. Ze względu na skład i zawartość różnych zanieczyszczeń zastosowanie płuczek może spowodować nieodwracalną utratę przepuszczalności skał zbiornikowych strefy przyodwiertowej. Z uwagi na zadania cieczy specjalnych stosowanych do różnych zabiegów technologicznych prowadzonych w odwiercie, ich właściwości dobierane są zarówno ze względu na rodzaj wykonywanego zabiegu jak i występujące warunki geologiczno-złożowe.

Badania laboratoryjne nad opracowaniem cieczy do dowiercania, opróbowania i rekonstrukcji oraz cieczy nadpakerowych o gęstości do  $1,2 \text{ kg/dm}^3$  przeprowadzono z wykorzystaniem soli KCl i NaCl lub ich mieszanin, a o gęstości do  $2,3 \text{ kg/dm}^3$  używano soli organicznych: HCOOK, HCOONa, HCOOCs. Najszerszym zakresem badań laboratoryjnych objęte zostały **ciecze robocze** do rekonstrukcji odwiertów, które sporządzano jako solanki bez fazy stałej i solanki zawierające fazę stałą. Solanki bez fazy stałej stanowiły roztwory w/w soli lub wody złożowe po usunięciu z nich zanieczyszczeń mechanicznych i chemicznych, które poddawano modyfikacji celem podwyższenia pH oraz obróbee inhibitorem korozji i SPCz. Natomiast solanki zawierające fazę stałą stanowiły roztwory w/w soli lub wody złożowe obrabione polimerami odpornymi na zasolenie, regulującymi ich parametry reologiczne i filtrację z dodatkiem blokatora, inhibitora korozji i SPCz. Przeprowadzone zostały także badania nad opracowaniem cieczy o gęstości poniżej  $1,0 \text{ kg/dm}^3$  do sporządzania, których zastosowano estry metylowe kwasów tłuszczowych oleju rzepakowego oraz izopropanol [4, 11].

Kolejny rodzaj cieczy specjalnych to **ciecze przemysłowe** stosowane w procesach oczyszczania strefy przyodwiertowej z osadów z płuczki wiertniczej, w składzie których wykorzystano środki powodujące rozkład polimerów o działaniu utleniającym [14]. Natomiast ciecze do mycia powierzchni rur usuwające osady z płuczki oraz inne zanieczyszczenia, stosowane w procesie wymiany płuczki na ciecz nadpakerową, w swoim składzie zawierały odpowiednio dobrane SPCz. Do wypierania płuczki z przestrzeni pierścieniowej przed zatłoczeniem cieczy nadpakerowej opracowano wysokolepkie **ciecze buforowe** o

gęstości zależnej od gęstości usuwanej płuczki wiertniczej. Drugim rodzajem opracowanych cieczy buforowych to ciecz zasolona o gęstości cieczy nadpakerowej, oddzielające ciecz przemywającą od cieczy nadpakerowej i pozwalające na zwiększenie jej czystości przez usunięcie z przestrzeni pierścieniowej resztek zatłoczonych cieczy. Do sporządzania cieczy nadpakerowych o określonej gęstości, zależnej od gradientu ciśnienia złożowego, stosowano głównie NaCl i HCOOK oraz w niektórych przypadkach  $K_2CO_3$ .

Do wypełniania likwidowanych odwiertów znajdujących się na szcerpanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej opracowano **ciecze do likwidacji**, do sporządzenia których zastosowano bentonity charakteryzujące się właściwościami pęczniającymi, zawierające 65 ÷ 75% montmorylonitu. Ciecze te, które stanowiły 6 ÷ 8% zawiesiny bentonitu, poddawano obróbce środkami chemicznymi w celu zachowania ich jednorodności i trwałości w określonych warunkach złożowych oraz zdolności uszczelniających poziomy wodonośne, roponośne i gazonośne. Do obróbki cieczy o gęstości 1,03 ÷ 1,3 kg/dm<sup>3</sup> stosowano szkło wodne lub NaOH [10].

Jak wykazały badania, składy cieczy specjalnych i ich właściwości takie jak: gęstość, stopień czystości, kompatybilność z płynami złożowymi, zachowanie w długim okresie czasu stabilnych parametrów oraz zapobieganie uszkodzeniu przepuszczalności to podstawowe kryteria decydujące o efektywności wykonywanych zabiegów w odwiertach.

#### Podsumowanie

Wielokierunkowe prace badawcze w zakresie nowych technologii płuczki przyczyniły się do opracowania nowych rodzajów płuczek wiertniczych i cieczy specjalnych do różnych warunków geologiczno-złożowych i określonych prac w odwiercie. W INiG – PIB prowadzone są również intensywne prace badawcze nad zastosowaniem w składach płuczek nowych rodzajów środków chemicznych i materiałów płuczki do regulowania ich właściwości reologicznych i inhibitoryjnych w podwyższonych temperaturach.

#### Literatura

1. Błaż S. – Nowy rodzaj płuczki zawierającej mikrosfery powietrza do przewiercania warstw o niskim ciśnieniu złożowym. *Nafta-Gaz* nr 1/2012.
2. Błaż S. – Niekonwencjonalny, ultralekki materiał do regulowania gęstości cieczy wiertniczych. *Nafta-Gaz* nr 4/2014.

3. Błaż S. – Badania laboratoryjne nad opracowaniem składu płuczki inwersyjnej. *Nafta-Gaz* nr 3/2015.
4. Herman Z., Uliasz M. – Ciecze robocze w rekonstrukcjach odwiertów. *Nafta-Gaz* nr 11/2006
5. Uliasz M., Chudoba J., Herman Z. – Płuczki wiertnicze z inhibitorami polimerowymi i ich oddziaływanie na przewiercane skały. *Prace INiG* nr 139, Kraków 2006.
6. Uliasz M., Chudoba J. – Beziłowa płuczka wiertnicza z blokatorom rozpuszczalnym w wodzie. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze* nr 8/2000.
7. Uliasz M. – Wykorzystanie związków aminowych w technologii płuczek wiertniczych. *Nafta-Gaz* nr 7/2010.
8. Uliasz M. – Wpływ polimerów z I-rzędowymi grupami aminowymi na właściwości inhibitoryjne płuczek wiertniczej. *Nafta-Gaz* nr 1/2011.
9. Uliasz M., Zima G., Błaż S. – Analiza wybranych właściwości płuczek wiertniczych do wierceń kierunkowych i poziomych w oparciu o badania laboratoryjne. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze* nr 11/2011.
10. Uliasz M., Rzepka M. – Ciecze i mieszaniny do wypełniania likwidowanych odwiertów. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze* nr 2/2013
11. Uliasz M., Błaż S., Jasiński B. – Właściwości technologiczne cieczy roboczych do rekonstrukcji odwiertów o podwyższonym i obniżonym ciśnieniu złożowym. XV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Problematyka Udostępniania, Rekonstrukcji i Serwisowania Złóż Węglowodorów w Karpatach i na Niżu Polskim”, Bóbrka, 2014.
12. Uliasz M., Zima G., Błaż S., Jasiński B., Wiśniowski R., Wysocki S. – An analysis of the possibilities of using new types of polymeric inhibitors in the technology of drilling fluids in shale formations. *Nafta-Gaz* nr 11/2015.
13. Zima G., Błaż S. – Wpływ płuczek wiertniczych zawierających modyfikowaną żywicę guarową na właściwości skał w świetle badań laboratoryjnych. XV Międzynarodowa Konferencja NT, WWNiG AGH, Krynica, 2004.
14. Zima G., Uliasz M., Błaż S. – Metodyka badań laboratoryjnych doboru środków chemicznych do rozkładu polimerów stosowanych w składach płuczek wiertniczych. Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna i Wystawa „Nowoczesny sprzęt i technologie stosowane przy poszukiwaniach gazu w Polsce”. 5 – 8 maj 2011, Piła.



**Відомості про авторів:**

Малгожата Уліас, Інститут нафти і газу – Державний дослідницький інститут, вул. Любич 25А, 31-503 Краків, Польща.

E-mail: uliasz@inig.pl.

Славомир Блаж, Інститут нафти і газу – Державний дослідницький інститут, вул. Любич 25А, 31-503 Краків, Польща.

Гжегож Цима, Інститут нафти і газу – Державний дослідницький інститут, вул. Любич 25А, 31-503 Краків, Польща.

Бартомей Ясінскі, Інститут нафти і газу – Державний дослідницький інститут, вул. Любич 25А, 31-503 Краків, Польща.



UDC 622.245.422

## ZACZYNY CEMENTOWE DO USZCZELNIANIA GŁĘBOKICH OTWORÓW WIERTNICZYCH

**Marcin Rzepka,**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Polska.

**Marcin Kremieniewski,**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Polska.

Artykuł przedstawia zagadnienia dotyczące uszczelniania głębokich kolumn rur eksploatacyjnych. Przedstawione zostały wyniki badań receptur zaczynów cementowych stosowanych podczas uszczelniania otworów w Polsce w okresie ostatnich lat. Przeprowadzone zostały badania laboratoryjne w zakresie temperatur od 90 do 120°C w ciśnieniach od 60 do 70 MPa. Receptury zaczynów opracowane zostały w ramach współpracy Instytutu Nafty i Gazu PIB Oddział Krosno z Serwisem Cementacyjnym grupy EXALO. Zaczyny sporządzane były na bazie 10% solanki NaCl. Głównymi dodatkami zaczynów był:

- lateks w ilości 20 – 25% (zapobiegający migracji gazu i obniżający filtrację);
- mączka krzemionkowa (podnosząca odporność termiczną stwardniałego zaczynu cementowego w wysokiej temperaturze);
- hematyt (materiał obciążający dodawany w ilości od 30 do 110% w stosunku do masy cementu);
- mikrocement (doszczelniający matrycę cementową).

Spoiwem wiążącym był cement wiertniczy G HSR, spełniający wymagania normy PN-EN ISO 10426-1 „Przemysł naftowy i gazowniczy” – Cementy i materiały do cementowania otworów. Zaprezentowane zaczyny posiadały gęstości w granicach od 2050 do 2350 kg/m<sup>3</sup>, lepkości plastyczne około sto kilkadziesiąt mPa.s i czasy gęstnienia wynoszące od około trzech i pół do około sześciu godzin. Filtracje zaczynów zawierały się w przedziale 30 do 40 cm<sup>3</sup>/30 min, ponadto zaczyny charakteryzowały się zerowym odstożem wody. Stwardniałe zaczyny cementowe wykazywały wysoką (często przekraczającą 30 MPa) wytrzymałość na ściskanie.

Dzięki prowadzonym w INiG PIB szczegółowym badaniom zaczynów oraz stwardniałych zaczynów cementowych, a także poprzez realizację wielu prac mających na celu doskonalenie receptur zaczynów, jakość cementownia głębokich kolumn rur eksploatacyjnych udostępniających złoża węglowodorów, systematycznie poprawia się.

## ЦЕМЕНТНІ РОЗЧИНИ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ КОЛОН ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН

**Марцин Ржепка,**

Інститут нафти і газу - Державний дослідницький інститут, Польща.

**Марцин Кременевскі,**

Інститут нафти і газу - Державний дослідницький інститут, Польща.

У статті представлені питання, що стосуються герметизації глибоких експлуатаційних колон. Зокрема, подана рецептура цементних розчинів використовуваних у Польщі в останні роки в процесі цементування свердловин. Лабораторні випробування були проведені в інтервалі температур від 90 до 120 ° C при тиску від 60 до 70 МПа. Рецепти розчинів були розроблені у співпраці Державного дослідницького Інституту нафти і газу, відділення Кросно з Цементацийною Службою групи EXALO. Суспензії були приготовлені на основі 10% розчину NaCl. Використовували суспензію:

- латекс в кількості 20 - 25% (запобігає міграції газу і зменшує фільтрацію);
- кремнеземне борошно (підвищення термічного опору затверділої цементної пасти при високій температурі);

- гематит (завантаження матеріалу в кількості від 30 до 110% по відношенню до маси цементу);
- мікроцемент (уцільнює цементну матрицю).

В'язучим компонентом використано цемент G HSR, що задовольняє вимогам ISO 10426-1 «Нафтова і газова промисловість» - цементу і матеріалу для цементування свердловин. Представлені суспензії мають густину в діапазоні від 2050 до 2350 кг / м<sup>3</sup>, пластична в'язкість приблизно декілька сотень мПа·с · тривалість затвердіння – від приблизно тьох з половиною до близько шести годин. Фільтрування суспензії в межах від 30 до 40 см<sup>3</sup>/30 хв, додатково цементні розчини характеризуються нульовим відстоєм води. Затверділий цементний камінь мав високу (часто перевищує 30 МПа) міцність на стиск.

Завдяки Державному дослідницькому Інституту нафти і газу, де провели детальні дослідження цементного розчину і цементного каменю, а також завдяки реалізації ряду робіт, спрямованих на поліпшення рецептур цементних розчинів, якість герметизації глибоких експлуатаційних колон на діючих родовищах вуглеводнів постійно поліпшується.

## 1. Wprowadzenie

Z biegiem lat wzrastają wymagania dotyczące skuteczności uszczelniania przestrzeni pierścieniowej w otworach wiertniczych. Dotyczą one przede wszystkim kolumn rur eksploatacyjnych w otworach obejmujących złoża ropy i gazu (1, 2). Jest to spowodowane dużymi kosztami związanymi z dodatkowym uszczelnianiem odwiertu oraz sporymi trudnościami przy usuwaniu ekshalacji i wypływów medium złożowego z przestrzeni międzyrurowych oraz położonych poza rurami. Jest to wynikiem złego przeprowadzenia cementowania, zwłaszcza w strefach horyzontów produkcyjnych. Z tego względu niezmiernie ważnym czynnikiem jest prawidłowe przeprowadzenie cementowania przestrzeni pierścieniowej, co zapewni długi okres „życia” odwiertu oraz pozwala na uzyskanie dużej produkcji węglowodorów przez szereg lat.

W zdecydowanej większości otworów wierconych na Niżu Polskim główne problemy w trakcie procesu wiercenia i cementowania sprawiają warunki geologiczne, występujące w utworach cechsztynu (3, 4). Na głębokości przekraczającej trzy metry występuje bowiem szereg problemów, z których najważniejsze są następujące:

- nienormalnie wysokie gradienty ciśnienia złożowego i ciśnienia szczelinowania (na przykład w dolomicie gradient ciśnienia złożowego wynosi około 0,017 – 0,022 MPa/m, natomiast gradient ciśnienia szczelinowania około 0,020 – 0,024 MPa/m). Te gradienty wpływają na konieczność zastosowania bardzo dużych ciężarów właściwych stosowanych cieczy wiertniczych (płuczki, buforu, zaczynu cementowego),
- wysokie temperatury na dnie otworu wiertniczego wynoszące około 100 – 120°C,

- aktywne czerwone lub szare ily solne, zmuszające do stosowania zasolonej płuczki i zaczynu cementowego,
- możliwości dopływu solanek (wód złożowych) o nienormalnie wysokim ciśnieniu,
- duże stężenia siarkowodoru w płynach złożowych (zawartość H<sub>2</sub>S może wynosić nawet około 15% objętości gazu),
- duże zawartości soli magnezowych i potasowych w cieczach wiertniczych, o dużym działaniu korozyjnym.

Występują także dodatkowe problemy związane z powstaniem niezamierzonych krzywizn otworu, występowaniem kawern lub wrębów bądź też złe centralne ułożenie kolumny rur, które może się pojawić podczas wiercenia, głównie końcowego odcinka otworu wiertniczego.

Wszystkie te utrudnienia natury geologicznej – technicznej narzucają projektantowi oraz wykonawcy procesu cementowania specjalne wymagania, dotyczące używanego sprzętu, a także konieczność szczegółowej kontroli właściwości zaczynu cementowego w trakcie cementacji oraz po stwardnieniu.

Poziomy eksploatacyjne w głębokich otworach wiertniczych udostępniane są głównie podczas wiercenia otworu świdrem o średnicy, umożliwiającej zapuszczenie kolumny rur o średnicy 7". Cementowanie odbywa się często na zakładkę (długość zakładki wynosi ok. 200 do 300 metrów) w kolumnie rur okładzinowych o średnicy 9 5/8" usadawianej w stropie cechsztynu na głębokości około 2600 – 2700 metrów. W pewnych przypadkach zapuszcza się i wykonuje cementowanie kolumny rur traconych 7", które podwieszono są w kolumnie rur okładzinowych 9 5/8", za pomocą wieszaka rurowego (4).

W tablica 1 ukazuje zestawienie wybranych otworów wiertniczych o dużej głębokości, w których wykonano cementowanie eksploatacyjnych kolumn rur okładzinowych o średnicy 7", w okresie ostatnich lat (11).

**Tabl. 1 Wybrane otwory wiertnicze na Niżu Polskim, w których prowadzono cementowanie rur okładzinowych o średnicy 7” w latach 2013 - 2015.**

Oznaczenie otworu (miesiąc i rok wykonania cementowania rur o średnicy 7’’)	Głębokość zapuszczenia kolumny rur eksploatacyjnych o średnicy 7’’, [m]	Gęstość zaczynu cementowego, [kg/m <sup>3</sup> ]	Zmienna temperatura panująca na dnie otworu, [°C]	Ciśnienie, przy którym prowadzono badania zaczynu cementowego, [MPa]
L-2K (XI-2013)	3690	2420	120	84
D-31K (III-2014)	3285	2100	90	67
SG-11K (XII-2014)	3525	2160	110	76
L-13K (XII-2014)	3455	2100	110	76
L-11H (V-2015)	3620	2150	110	76
B-22K (VIII-2015)	3310	2160	120	70

## 2. Zaplecze aparaturowe Laboratorium Zaczynów Uszczelniających INiG – PIB.

W Laboratorium Zaczynów Uszczelniających Instytutu Nafty i Gazu – PIB znajduje się specjalistyczna aparatura badawcza zapewnia wykonywanie innowacyjnych prac naukowych jak i serwisowych dla przemysłu, umożliwiających ciągły rozwój stosowanych obecnie zaczynów cementowych a także polepszenie jakości

cementowania otworów wiertniczych. Laboratorium gwarantuje szeroki zakres badań dla różnorodnych warunków otworopodobnych tym samym zapewniając najlepsze zaplecze naukowo-badawcze.

Za pomocą aparatury przedstawionej na fot. 1 – 6 prowadzono badania laboratoryjne zamieszczone w niniejszej publikacji.

*Laboratorium Zaczynów Uszczelniających posiada następujące aparaty i przyrządy:*



**Fot. 1.** Wiskozymetr Model 900 firmy Ofite umożliwia bezpośrednie określenie zależności pomiędzy prędkością ścinania cieczy a występującym naprężeniem stycznym pozwalając ba obliczenie lepkości plastycznej, granicy płynięcia i wytrzymałości strukturalnej. Dzięki podgrzewanemu kubkowi możliwe jest wykonywanie pomiarów w podwyższonej temperaturze (do 90°C).



**Fot. 2.** Konsystometr ciśnieniowy polowy Model 130 firmy Ofite stosowany jest do pomiaru czasu gęstnienia w warunkach otworopodobnych, tj. w temperaturze i ciśnieniu panującym na dnie otworu wiertniczego. Konsystometr rejestruje w sposób ciągły konsystencję zaczynu cementowego, co pozwala zaobserwować początek – 30 Bc i koniec – 100 Bc czasu gęstnienia. Maksymalna temperatura badania ok. 200°C, maksymalne ciśnienie – ok. 110 MPa.



**Fot. 3.** Prasa filtracyjna Model 7120 firmy Chandler umożliwia szybkie i bezpieczne wykonanie pomiaru filtracji. Urządzenie pozwala na pomiary w warunkach otworopodobnych w temperaturze do 230°C i przy ciśnieniu do 14 MPa.



**Fot. 4.** Ultradźwiękowy Analizator Cementu Model 120-51 z modułem SGSM Model 120-53 firmy Ofite poprzez zmiany szybkości sygnału akustycznego, umożliwia wykonywanie ciągłych, nieniszczących badań wytrzymałości na ściskanie w funkcji czasu zaczynów i kamieni cementowych w warunkach otworopodobnych. Urządzenie SGSM mierzy statyczną odporność żeluz na ścinanie podczas pomiaru poprzez okresowy obrót łopatek wirnika. Maksymalna temperatura pracy 204°C, maksymalne ciśnienie – 34,5 MPa.



**Fot. 5.** Maszyna wytrzymałościowa Model 4207 firmy Chandler pozwala na oznaczenie wytrzymałości na zginanie, ściskanie, rozciąganie i przyczepności kamienia cementowego do różnych materiałów. Urządzenie pozwala wywierać na próbkę nacisk do 180 kN. Jest to metoda niszcząca badaną próbkę.



**Fot. 6.** Porozymetr rtęciowy firmy MicroMetrics umożliwia pomiar parametrów stwardniałego zaczynu uszczelniającego takich jak:

- procentowa porowatość,
- całkowita objętość porów,
- średnia średnica porów,
- przepuszczalność,
- rozkład porów (mezopory i makropory),
- gęstość szkieletowa.

Znajomość tych parametrów pozwala na modyfikacje zaczynów uszczelniających w celu wytworzenia maksymalnie zagęszczonej matrycy powstałego kamienia cementowego.

### 3. Skład cieczy uszczelniających do cementowania rur okładzinowych w głębokich otworach wiertniczych

W procesie prawidłowego uszczelniania otworu wiertniczego, poza czynnikami

technicznymi, podstawowe znaczenie mają właściwości zastosowanego zaczynu cementowego. Zarówno skład jak i właściwości zaczynu dobierane są w zależności od warunków geologiczno-technicznych panujących w otworze, w którym przebiega proces wiązania i twardnienia zaczynu, a także od rodzaju przewierczanych warstw geologicznych, końcowej głębokości otworu, zmiennej i średniej temperatury oraz ciśnienia złożowego i ciśnienia szczelinowania. Zaczyny cementowe stosowane w tak ekstremalnych warunkach powinny mieć następujące właściwości:

- zachować granicę płynięcia, pozwalającą na przetłaczanie w czasie koniecznym do wtłoczenia zaczynu cementowego do przestrzeni pierścieniowej. Dodatkowo czas ten powinien być powiększony o margines bezpieczeństwa (czas początku gęstnienia w warunkach wysokiej temperatury i wysokiego ciśnienia powinien wynosić od około 180 do 300 minut w zależności od głębokości otworu),
- czas wiązania następujący stosunkowo szybko po wtłoczeniu do przestrzeni pierścieniowej,
- szybki wzrost wytrzymałości po wtłoczeniu zaczynu cementowego do przestrzeni pierścieniowej, a więc szybki proces twardnienia,
- wykazywać właściwości reologiczne, umożliwiające skuteczne wypieranie płuczki i cieczy buforowej z otworu przy zachowaniu jak najmniejszych oporów przepływu oraz uzyskanie jak największego promienia rozplwy w uszczelnianym ośrodku,
- umożliwiać regulowanie gęstości (w przedziale od około 2000 do 2350 kg/m<sup>3</sup>) dzięki odpowiedniemu dodatkowi środków obciążających,

- zachowywać stabilne właściwości sedymentacyjne (posiadać zerowy odstęp wody) oraz filtrację w warunkach wysokiej temperatury i wysokiego ciśnienia na poziomie nie przekraczającym 50 cm<sup>3</sup>/30 minut.

Ponadto stwardniały zaczyn cementowy w otworze powinien wykazywać następujące właściwości (1, 2, 5, 8):

- zapewniać dobrą izolację międzystrefową (po stwardnieniu charakteryzować się wysokim wskaźnikiem przyczepności na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy - rura okładzinowa oraz stwardniały zaczyn cementowy - formacja skalna. Dodatkowo płaszcz cementowy powinien wykazywać zerową bądź minimalną przepuszczalność oraz jak najmniejszą porowatość),
- posiadać wysoką wytrzymałość na ściskanie w podwyższonej temperaturze i ciśnieniu,
- chronić orurowanie przed agresywnym działaniem cieczy wiertniczych oraz przed zgnieceniem spowodowanym przez pęcznienie formacji skalnych,
- cechować się brakiem skurczu podczas twardnienia,
- być odpornym na korozję chemiczną (zwłaszcza siarczanową i magnezową), wysoką temperaturę i ciśnienie.

Biorąc pod uwagę powyższe wymagania stosowany jest odpowiedni rodzaj cementu oraz szereg dodatków, modyfikujących jego właściwości. Do cementowania kolumn rur eksploatacyjnych w głębokich otworach powszechnie używany jest cement wiertniczy klasy G HSR o podwyższonej odporności na siarczany. W tabl. 2 przedstawiono skład cementu G HSR zgodnie z obowiązującą normą (9, 10).

**Tabl. 2. Wymagany skład cementu wiertniczego klasy G.**

<b>CEMENT WIERTNICZY klasy G</b>	
<b>Gatunek wysokoodporny na działanie siarczanów (HSR)</b>	
Tlenek magnezu (MgO), co najwyżej, procent	6,0
Trójtlenek siarki (SO <sub>3</sub> ), co najwyżej, procent	3,0
Strata prażenia, co najwyżej, procent	3,0
Pozostałość nierozpuszczalna, co najwyżej, procent	0,75
Krzemian trójwapniowy (C <sub>3</sub> S) co najwyżej, procent	65
co najmniej, procent	48
Glinian trójwapniowy (C <sub>3</sub> A), co najwyżej, procent	3
Glińożelazian czterowapniowy (C <sub>4</sub> AF) plus dwa razy glinian trójwapniowy (C <sub>3</sub> A), co najwyżej, procent	24
Ogólna zawartość alkaliów wyrażona jako równoważnik tlenku sodu (Na <sub>2</sub> O), co najwyżej, procent	0,75

Cement wiertniczy klasy G (badany zgodnie z normą API Spec. 10 i PN-EN ISO 10426-1 przy współczynniku wodno-cementowym  $w/c=0,44$ )

powinien spełniać następujące wymagania fizyczne i eksploatacyjne, zamieszczone w tabl. 3.

**Tabl. 3. Warunki konieczne do spełnienia przez cement klasy G:**

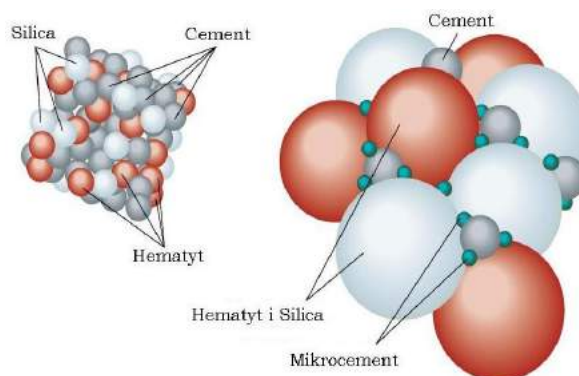
Lp.	Badany parametr	Wymagana wartość
1.	Ciężar właściwy oznaczany na wadze Baroid	Około 1900 kg/m <sup>3</sup>
2.	Woda wolna (odstój wody) oznaczana w kolbie miarowej	Po 2 godzinach maksymalnie 5,9 %
3.	Czas gęstnienia oznaczany w konsystometrze ciśnieniowym (temperatura 52°C, ciśnienie 36,5 MPa)	Największa dopuszczalna konsystencja w okresie od 15 do 30 minut wynosi 30 Bc. Konsystencja 100 Bc ma być osiągnięta po czasie od 90 do 120 minut.
4.	Wytrzymałość na ściskanie oznaczana podczas ściskania kostek o wymiarach 2 x 2 x 2 cale	Po 8 godzinach twardnienia: w temperaturze = 38°C minimalnie 2,1 MPa w temperaturze = 60°C minimalnie 10,3 MPa

W celu umożliwienia zastosowania zaczynu cementowego w głębokich otworach wiertniczych musi on zawierać szereg składników. Poza koniecznością użycia odpowiedniego cementu wiertniczego zaczyn przeznaczony do uszczelniania kolumn rur eksploatacyjnych powinien być zarabiany na 10% solance NaCl (bwow - w stosunku do masy wody zarobowej). Jest to spowodowane występowaniem w przekroju otworu wiertniczego formacji solnych. Duża głębokość zapuszczania kolumn rur eksploatacyjnych (sięgająca z reguły 3000 – 3500 metrów), wysoka temperatura i ciśnienie panujące na dnie otworu sprawiają, iż konieczne jest również zastosowanie do zaczynów uszczelniających szeregu środków modyfikujących (4, 5, 6, 7, 12). Należą do nich dodatki:

- odpieniające (redukuja ilość powietrza zawartego w zaczynie),
- upłynniające tj. obniżające lepkość zaczynu, (regulują parametry reologiczno – strukturalne),
- obniżające filtrację i odstój wody (zabezpieczają przez utratą wody z zaczynu),
- wydłużające czas początku gęstnienia (opóźniają proces wiązania).

Poza wspomnianymi dodatkami do zaczynów wprowadzany jest również lateks (zapobiegający ekshalacji gazu), mikrokrzemionka (mączka krzemionkowa), podnosząca odporność termiczną stwardniałego zaczynu cementowego w wysokiej temperaturze oraz materiał obciążający (nadający wymaganą gęstość zaczynowi cementowemu). W

celu poprawy szczelności matrycy wprowadza się także dodatek mikrocementu (drobno mielony cement portlandzki), rys. 1.



**Rys. 1 Schemat ułożenia poszczególnych składników w obciążonym zaczynie cementowym (12).**

Wprowadzenie dodatku lateksu blokuje powstawanie kanałów gazowych w czasie wiązania poprzez spajanie (łączenie) mikropęknięć w twardniejącym zaczynie cementowym. Lateks, który jest wodną dyspersją kopolimeru butadienowo-styrenowo-amidowego z dodatkiem środków modyfikujących, stosuje się jako mleczną zawiesinę w postaci bardzo małych sferycznych cząsteczek polimerowych. Wpływa on na zmniejszenie przepuszczalności, redukuje kurczliwość oraz zwiększa elastyczność stwardniałego zaczynu cementowego. W systemach cementowych modyfikowanych za pomocą lateksu jego cząsteczki tworzą rodzaj plastycznej błony, otaczającej i okrywającej fazę CSH. Dodatkowymi korzystnymi cechami

zaczynów modyfikowanych lateksem jest ich bardzo niska filtracja, wyjątkowo korzystne parametry reologiczne oraz niska porowatość i przepuszczalność dla gazu.

Mączka krzemionkowa (silica, mikrokrzemionka) o rozmiarze ziaren ok. 15µm powoduje zwiększenie odporności stwardniałego zaczynu cementowego na działanie wysokich temperatur (dodawana jest do zaczynów cementowych w temperaturze od 90°C i wyższych). Hematyt, po odpowiedniej obróbce (zmieleniu) stosowany jest w celu zwiększenia gęstości zaczynów cementowych. Zastosowany w badaniach materiał obciążający posiada następujące parametry chemiczno – fizyczne:

- skład chemiczny: Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 93,1%, SiO<sub>2</sub> – 2,3%, FeO – 1,4%, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 0,9%, CaO – 0,6%, inne śladowo,
- własności fizyczne: gęstość średnia 4980 kg/m<sup>3</sup>, gęstość nasykowa 2800 kg/m<sup>3</sup>, uziarnienie poniżej 0,075 mm.

Aby obniżyć porowatość stwardniałego zaczynu cementowego (a tym samym uzyskać minimalną przepuszczalności matrycy cementowej) celowe jest zastosowanie drobnego materiału, który poprzez upakowanie się pomiędzy hydratyzującymi ziarnami klinkieru cementowego, wypełni pustki pomiędzy ziarnami. Taką funkcję pełni mikrocement, powstały ze zmielonego cementu (powierzchnia właściwa mikrocementu – ok. 1200 m<sup>2</sup>/kg, frakcje o wymiarach: < 2µm ok. 8%, 2-16µm ok. 82%, >16µm ok. 10%).

#### 4. Prowadzone badania laboratoryjne

Laboratorium Zaczynów Uszczelniających Instytutu Nafty i Gazu współpracujące z Serwisem Cementacyjnym EXALO - głównym krajowym wykonawcą prac cementacyjnych - opracowało szereg receptur obciążonych zaczynów cementowo - lateksowych o regulowanej gęstości dla głębokich otworów wiertniczych. Wieloletnie badania oraz wymiana doświadczeń pomiędzy wymienionymi jednostkami umożliwiła dobór odpowiednich rodzajów oraz ilości środków upłynniających, opóźniających i regulujących filtrację. Badania wykonywane są zgodnie z normą PN-EN ISO 10426-2 „Przemysł naftowy i gazowniczy” – Cementy i materiały do cementowania otworów – część 2: Badania cementów wiertniczych.

W latach 2000 – 2014 w INiG PIB oraz Serwisie Cementacyjnym Wołominie (obecnie

EXALO) testowano różnego rodzaju dodatki modyfikujące, spośród których wybrano grupę najbardziej odpowiednich do sporządzania zaczynów cementowych dla warunków, panujących na dużych głębokościach. Bazując na tych dodatkach, w INiG PIB sporządzono szereg receptur zaczynów dla temperatur od 90 do 120°C i ciśnień około 60 – 70 MPa (6, 7). Sporządzone zaczyny zarabiane były wodą zasoloną chlorkiem sodu w ilości 10% bwow (w stosunku do masy wody zarobowej). Środek odpieniający, upłynniacz, dodatek antyfiltracyjny i opóźniacz wiązania dodawano do wody zarobowej. Używano odpornego do temperatury 121°C lateksu zagranicznego w ilości od 18 do 25% bwoc (w stosunku do masy suchego cementu). Mikrosilikę oraz hematyt mieszano razem z cementem wiertniczym G (w niektórych badaniach z mikrocementem). Tak przygotowaną mieszaninę składników sypkich dodawano do przygotowanej uprzednio wody zarobowej.

Po sporządzeniu płynnego zaczynu cementowego przeprowadzono badania parametrów reologicznych (lepkość plastyczną, granicę płynięcia), określano gęstość i rozlewność. Regulowanie reologii zaczynów cementowych realizowano za pomocą specjalnie dobranych środków upłynniających. Odstój wody oznaczano w cylindrze miarowym ustawionym pod kątem 90°. Określano filtrację oraz czas gęstnienia zaczynu w warunkach wysokich temperatur i wysokich ciśnień złożowych. Notowano wartości konsystencji 30 Bc (początek gęstnienia) i 100 Bc (koniec gęstnienia). Podczas opracowywania receptur zaczynów uwzględnione zostały wymagania, jakie powinien spełniać zaczyn cementowo-lateksowy o podwyższonej gęstości, aby zapewnić sprawne wykonanie zabiegu cementowania i skuteczne uszczelnienie eksploatacyjnych kolumn rur okładzinowych w głębokich otworach wiertniczych. Zwracano więc głównie uwagę na to, aby zaczyn cementowy nie posiadał zbyt dużych lepkości, cechował się zerowym odstojem wody oraz filtracją mniejszą niż 50 cm<sup>3</sup>/30 min. oraz odpowiednim dla danych warunków otworowych czasem gęstnienia, z zachowaniem krótkiego okresu przejścia pomiędzy konsystencją 30 Bc a 100 Bc. Czas początku gęstnienia dobierano tak, aby przewyższał planowany czas zabiegu cementowania o tzw. margines bezpieczeństwa, wynoszący co najmniej 30 – 60 minut.



W tablicy 4 umieszczono zestawienie receptur, natomiast w tablicy 5 wyniki badań zaczynów cementowych dla różnych warunków, panujących podczas cementowania kolumn rur w głębokich otworach wiertniczych.

Gęstości zaczynów cementowych badanych w temperaturze 90°C i ciśnieniu 60 MPa (składy Nr 1, 2, 3) zawierały się w przedziale od 2050 do 2140 kg/m<sup>3</sup>. Ich czasy gęstnienia wynosiły około 3 godz. 40 min – 4 godz. Dla zaczynu Nr 2 (gęstość 2100 kg/m<sup>3</sup>) z dodatkiem 10% mikrocementu wykonano badania wczesnej wytrzymałości na ściskanie (rys. 2) oraz mechanicznej wytrzymałości na ściskanie za pomocą normowych prostopadłościanów (fot. 7, rys. 7, tabl. 6) a także pomiary porowatości (tabl. 7, rys. 8). Zaczyn Nr 2 zaczął wiązać przed upływem 5 godz. Wytrzymałość w okresie do 72 godzin (3 dni) oznaczana na ultradźwiękowym analizatorze cementu (UCA) wzrosła do wartości 22 MPa; wartość ta informuje o dobrym stanie związania zaczynu w środowisku otworopodobnym. Po 28 dniach próbka Nr 2 uzyskała wytrzymałość na ściskanie około 30 MPa (rys. 7, tabl. 6). Porowatość ogólna próbki Nr 2 wynosiła 30,4%. Pory największe (powyżej 10.000 nm) stanowiły zaledwie około 1,8% całości, natomiast pory najmniejsze (poniżej 100 nm) aż 95% całkowitej ilości porów.



**Fot. 7 Prostopadłościan o wymiarach 2 x 2 x 2 cale sporządzony z zaczynu cementowego nr 2 do badania mechanicznej wytrzymałości na ściskanie (czas hydratacji 7 dni).**

Badania dla zaczynów nr 4 i 5 przeprowadzone zostały w temperaturze 95°C i ciśnieniu 60 MPa. Zaczyny te posiadały gęstość równą 2030 i 2060 kg/m<sup>3</sup>. Czasy ich gęstnienia wynosiły około 4 – 5 godz. Dla stwardniałego zaczynu cementowego Nr 4 przedstawiono mikrostrukturę i analizę pierwiastkową poszczególnych obszarów próbki (fotografie 2 i 3 oraz rys. 3, 4, 5, 6) wykonaną za pomocą mikroskopu skaningowego. Wytrzymałość na ściskanie stwardniałego zaczynu Nr 4 po 28 dniach hydratacji wyniosła około 33 MPa (rys. 7, tabl. 6).

Zaczyny cementowe badane w temperaturze 110°C i ciśnieniu 70 MPa oznaczono numerami od 6 do 8. Posiadały one gęstości w granicach od 2180 do 2290 kg/m<sup>3</sup>, a czasy ich gęstnienia wynosiły od 4 do 6 godz. Dla zaczynu Nr 6 (z dodatkiem 60% hematytu i 35% mączki krzemionkowej) przeprowadzono badania porowatości. Porowatość ogólna próbki Nr 6 wynosiła 28,1%. Największe pory (o średnicy powyżej 10.000 nm) stanowiły jedynie 1,3% całkowitej ilości porów, pory o wielkości od 10.000 do 100 nm zajmowały około 1% całości. Najmniejsze pory o średnicy poniżej 100 nm stanowiły około 97,7% całości porów (tabl. 7, rys. 9). Próbka Nr 6 posiadała wytrzymałość na ściskanie około 35 MPa po okresie 28 dni utwardzania (rys. 7, tabl. 6).

Kolejną serię badań przeprowadzono w temperaturze 120°C i ciśnieniu 70 MPa. W warunkach tych przeprowadzono testy dla zaczynów cementowych o numerach 9, 10, 11 i 12. Zaczyny posiadały gęstość z przedziału od 2150 do 2350 kg/m<sup>3</sup>. Czasy gęstnienia wynosiły około 3 godz. 30min. – 4 godz. Zaczyn Nr 9, zawierający 50% hematytu, po 28 dniach hydratacji posiadał bardzo wysoką wytrzymałość na ściskanie przekraczającą 35 MPa (rys. 7, tabl. 6).

Filtracje wszystkich badanych zaczynów w temperaturach od 90 do 120°C były niższe od 50 cm<sup>3</sup>/30 min (wynosiły z reguły około 30 – 40 cm<sup>3</sup>/30 min w zależności od ilości użytego środka antyfiltracyjnego i lateksu). Testowane zaczyny charakteryzowały się zerowymi odstojami wody, a lepkości plastyczne wynosiły w większości przypadków około sto kilkadziesiąt mPa.s (co pozwala na sprawne zatłoczenie zaczynu do przestrzeni międzyrurowej).

**Tabl. 4. Składy zaczynów cementowych dla temperatur z przedziału od 90 do 120°C i ciśnień od 60 do 70 MPa.**

Skład zaczynu	Temperatura, Ciśnienie	w/c	Odpieniacz [%]	Uplynniacz [%]*	Dodatek antyfiltracyjny [%]	Opóźniacz [%]**	Lateks zagraniczny [%]	NaCl bwow [%]***	Mączka krzemionkowa [%]	Hematyt [%]	Mikrocement [%]	Cement G [%]
Nr 1	90°C 60 MPa	0,34	0,5	0,5 <sup>A</sup>	0,15	0,3 <sup>C</sup>	20,0	10	10	30	-	100
Nr 2		0,36	0,5	0,5 <sup>A</sup>	0,15	0,3 <sup>C</sup>	20,0	10	10	40	10	100
Nr 3		0,37	0,5	0,5 <sup>A</sup>	0,15	0,3 <sup>C</sup>	20,0	10	10	50	-	100
Nr 4	95°C 60 MPa	0,35	0,4	1,0 <sup>B</sup>	-	0,4 <sup>C</sup>	18,0	10	20	40	-	100
Nr 5		0,38	0,5	0,3 <sup>B</sup>	0,3	0,5 <sup>C</sup>	20,0	10	20	30	10	100
Nr 6	110°C 70 MPa	0,40	0,5	0,5 <sup>A</sup>	0,3	0,2 <sup>D</sup>	20,0	10	35	60	-	100
Nr 7		0,34	0,5	0,4 <sup>A</sup>	0,1	0,4 <sup>D</sup>	25,0	10	10	70	-	100
Nr 8		0,38	0,5	0,4 <sup>A</sup>	0,1	0,4 <sup>D</sup>	25,0	10	10	100	-	100
Nr 9	120°C 70 MPa	0,34	0,5	0,4 <sup>A</sup>	0,1	0,4 <sup>D</sup>	20,0	10	10	50	-	100
Nr 10		0,34	0,5	0,4 <sup>A</sup>	0,1	0,4 <sup>D</sup>	25,0	10	10	70	-	100
Nr 11		0,38	0,5	0,4 <sup>A</sup>	0,1	0,4 <sup>D</sup>	25,0	10	10	100	-	100
Nr 12		0,38	0,5	0,4 <sup>A</sup>	0,1	0,45 <sup>D</sup>	25,0	10	10	110	-	100

Ilości dodatków podano w procentach w stosunku do masy suchego cementu

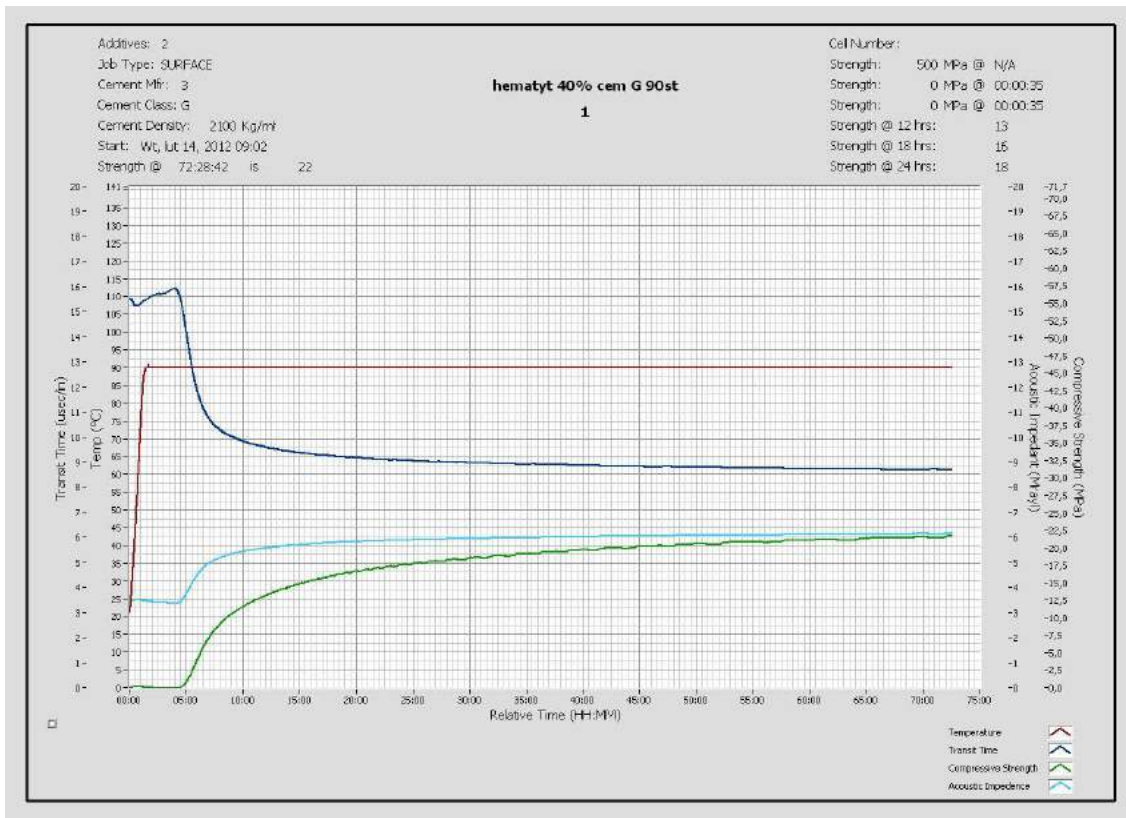
\* stosowano dwa rodzaje środków uplynnających A oraz B,

\*\* stosowano dwa rodzaje środków opóźniających C oraz D,

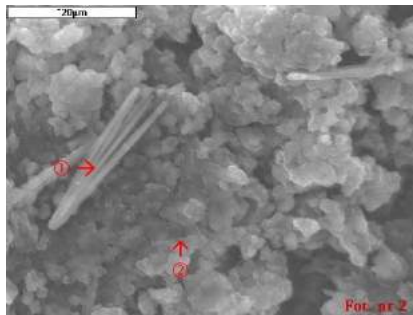
\*\*\* bwow – w stosunku do masy wody zarobowej (dotyczy NaCl)

**Tabl. 5 Wyniki badań zaczynów cementowych w temperaturach z przedziału od 90 do 120°C i ciśnieniach od 60 do 70 MPa wg. PN-EN ISO 10426.**

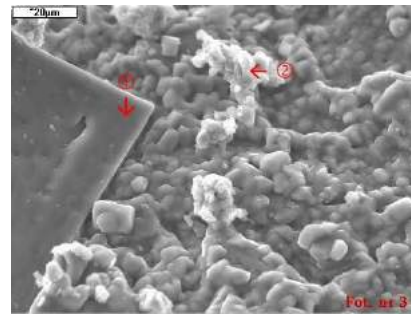
Skład zaczynu	Temperatura Ciśnienie	Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	Odstój wody pod kątem 90° [%]	Lepkość plastyczna [mPa*s]	Granica płynięcia [Pa]	Filtracja [cm <sup>3</sup> /30 min]	Czas gęstnienia [h-min] 30Bc i 100 Bc
Nr 1	90°C 60 MPa	2050	0,0	118,5	9,8	42	30Bc: 3-41 100Bc: 3-52
Nr 2		2100	0,0	179,5	20,4	32	30Bc: 3-44 100Bc: 4-02
Nr 3		2140	0,0	121,5	8,4	40	30Bc: 3-43 100Bc: 3-56
Nr 4	95°C 60 MPa	2030	0,0	125,5	5,7	46	30Bc: 3-54 100Bc: 4-37
Nr 5		2060	0,0	223,5	23,7	28	30Bc: 3-44 100Bc: 4-59
Nr 6	110°C 70 MPa	2180	0,0	152,0	21,6	20	30Bc: 3-52 100Bc: 4-31
Nr 7		2200	0,0	124,5	11,8	40	30Bc: 5-35 100Bc: 6-05
Nr 8		2290	0,0	136,5	11,8	38	30Bc: 4-40 100Bc: 4-48
Nr 9	120°C 70 MPa	2150	0,0	112,5	9,8	46	30Bc: 4-00 100Bc: 4-08
Nr 10		2200	0,0	124,5	11,8	44	30Bc: 3-22 100Bc: 3-30
Nr 11		2290	0,0	136,5	11,8	44	30Bc: 3-18 100Bc: 3-24
Nr 12		2350	0,0	165,0	13,4	40	30Bc: 3-25 100Bc: 4-13



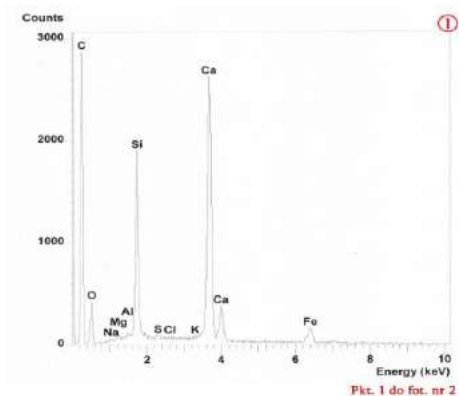
Rys. 2. Wykres narastania wczesnej wytrzymałości na ściskanie dla zaczynu cementowego Nr 2 podczas 72 godzin (3 dni) hydratacji w warunkach otworopodobnych (na podstawie testu wykonanego za pomocą aparatu UCA).



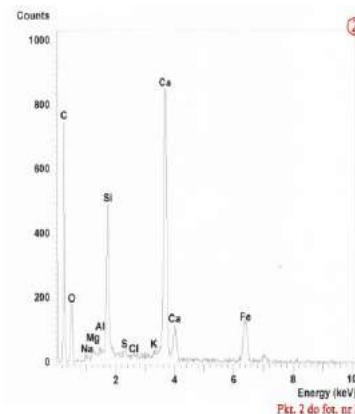
Fot. 2. Mikrostruktura stwardniałego zaczynu nr 4. Widoczna faza CSH modyfikowana jonami Cl<sup>-</sup>. Pow. 2000x (7)



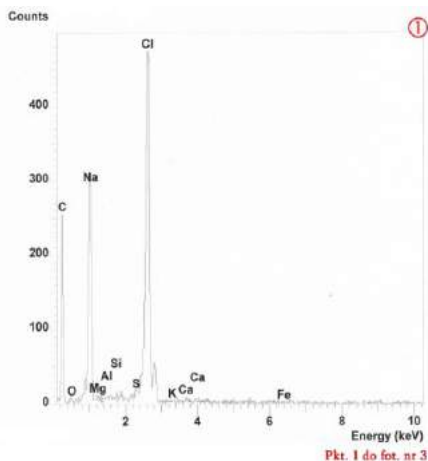
Fot. 3. Mikrostruktura stwardniałego zaczynu nr 4. Widoczny zbity żel fazy CSH modyfikowany jonami Cl<sup>-</sup> tworzący przerosty z regularnymi kryształami halitu (NaCl). Pow. 2000x. (7)



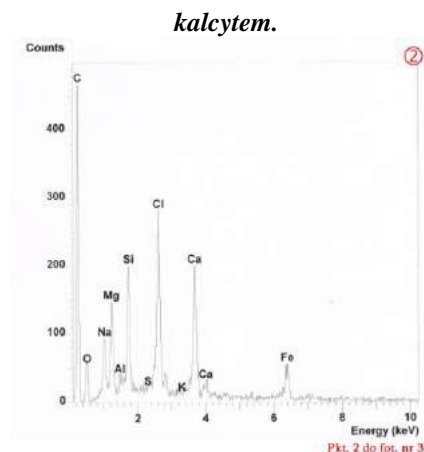
Rys. 3. Analiza pierwiastkowa próbki widocznej na fot. 2 w pkt. 1 świadcząca o obecności fazy CSH, która tworzy przerosty z monosulfatem o kalcytem.



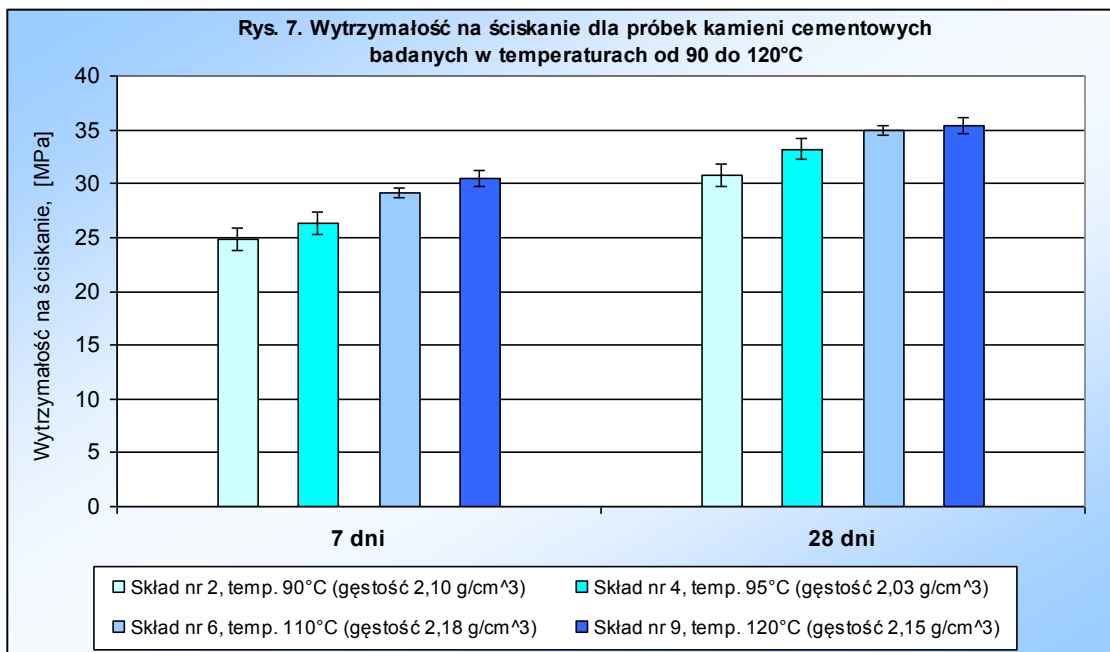
Rys. 4. Analiza pierwiastkowa próbki widocznej na fot. 2 w pkt. 2 świadcząca o obecności fazy CSH, która tworzy przerosty hematytom ( $Fe_2O_3$ ) oraz



Rys. 5. Analiza pierwiastkowa próbki widocznej na fot. 3 w pkt. 1 świadcząca o obecności monokryształów halitu (NaCl).



Rys. 6. Analiza pierwiastkowa próbki widocznej na fot. 3 w pkt. 2 świadcząca o obecności fazy CSH modyfikowanej jonami Cl, która tworzy przerosty hematytem ( $Fe_2O_3$ ), kryształami halitu i zasadowego chlorku magnezu.



Obliczenia statystyczne (tabl. 6) zostały wykonane na podstawie uzyskanych wyników pomiarowych i miały na celu wyznaczenia średnich wartości wytrzymałości na ściskanie poszczególnych próbek oraz określenia przedziału ufności (dla przyjętego współczynnika ufności:  $1 - \alpha = 0,95$ ). Dla wybranego składu zamieszczono wyniki oznaczeń wytrzymałości na ściskanie dla trzech próbek (zgodnie z PN-EN ISO 10426) i obliczono na ich podstawie średnią arytmetyczną wytrzymałość na ściskanie w MPa. W kolejnych rubrykach tablicy 6 zamieszczono obliczenia:

- odchylenia standardowego z próby;

$$\sigma(x) = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (1)$$

- poziomu ufności (\*);

$$P_u = t_\alpha \cdot \frac{\sigma(x)}{\sqrt{n-1}} \quad (2)$$

- przedziału ufności (\*);

$$p\left\{ \bar{x} - t_\alpha \cdot \frac{\sigma(x)}{\sqrt{n-1}} < x < \bar{x} + t_\alpha \cdot \frac{\sigma(x)}{\sqrt{n-1}} \right\} = 1 - \alpha \quad (3)$$

\*) w obliczeniach przyjęto współczynnik ufności  $1 - \alpha = 0,95$ .

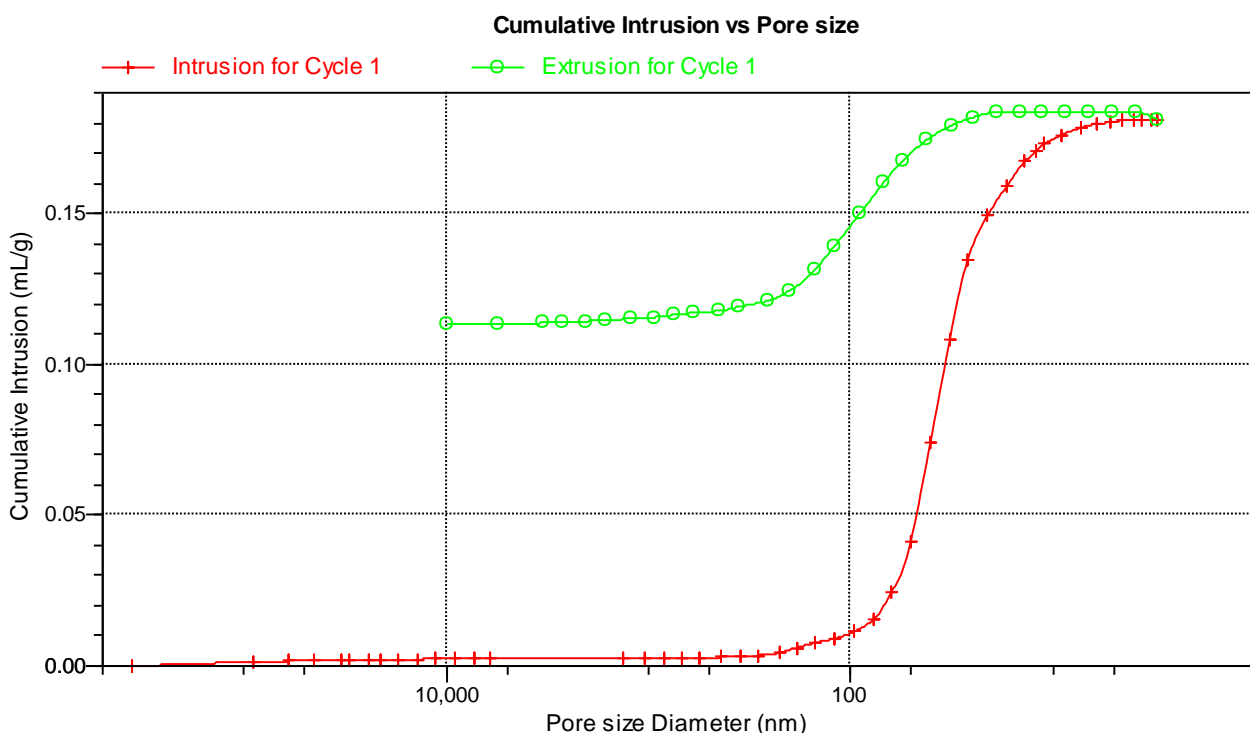
gdzie:  $n$  - liczebność próby,  $x_i$  - wyniki próby,  $\bar{x}$  - średnia arytmetyczna z próby,  $t_\alpha$  - wartość zmiennej  $t$  Studenta odczytana z tablicy tego rozkładu dla  $n - 1$  stopni swobody,  $p$  - prawdopodobieństwo, że wytrzymałość na ściskanie stwardniałego zaczynu cementowego jest równa  $1 - \alpha$  w przedziale opisanym równaniem (3).

**Tabl. 6. Obliczenia statystyczne dla uzyskanych wyników badań wytrzymałości na ściskanie próbek stwardniałych zaczynów cementowych deponowanych w temperaturach od 90 do 120°C.**

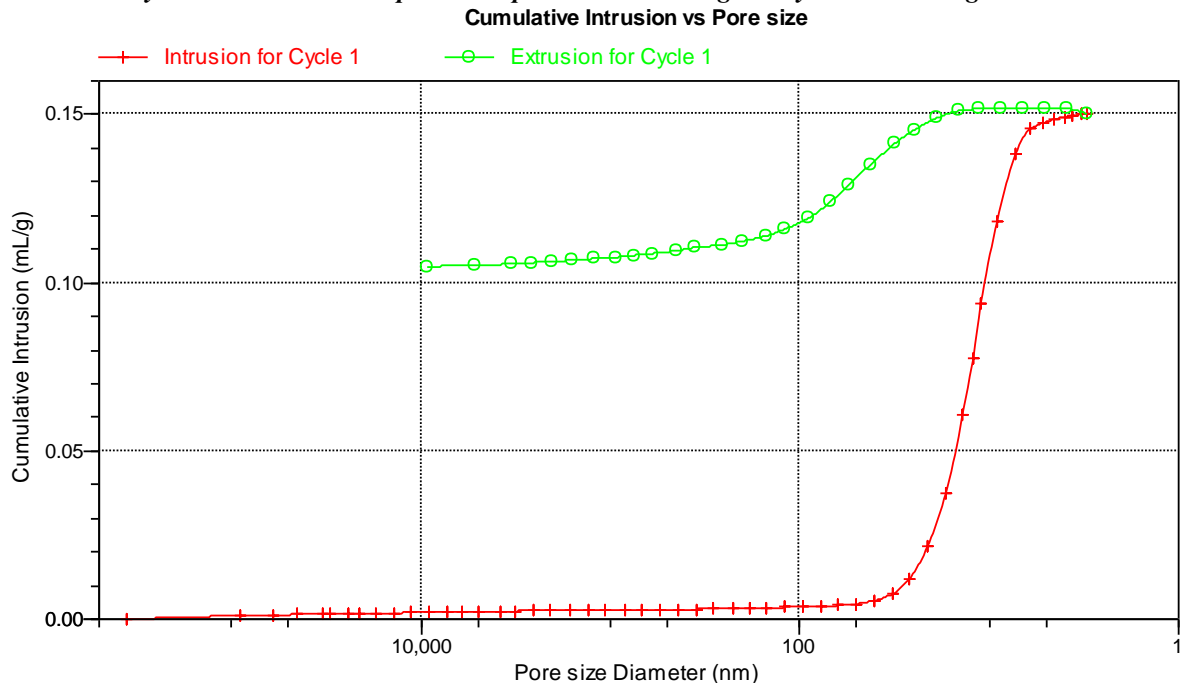
Próbka stwardniałego zaczynu cementowego	Wyniki badań wytrzymałości na ściskanie (Ws) dla trzech próbek stwardniałego zaczynu cementowego [MPa]			Średnia arytmetyczna Ws [MPa]	Odchylenie standardowe z próby	Poziom ufności (dla 1-σ = 0,95)	Przedział ufności (dla 1-σ = 0,95)
	Próba 1	Próba 2	Próba 3				
Skład Nr 2 (7 dni)	24,9	24,4	25,2	24,8333	0,3300	1,0040	23,8293 – 25,8373
Skład Nr 4 (7 dni)	26,3	26,0	26,7	26,3333	0,2867	0,8724	25,4609 – 27,2057
Skład Nr 6 (7 dni)	29,1	29,4	29,0	29,1667	0,1700	0,5171	28,6496 – 29,6838
Skład Nr 9 (7 dni)	30,3	30,3	30,9	30,5000	0,2828	0,8605	29,6395 – 31,3605
Skład Nr 2 (28 dni)	30,7	30,4	31,2	30,7667	0,3300	1,0040	29,7627 – 31,7707
Skład Nr 4 (28 dni)	33,3	32,7	33,6	33,2000	0,3742	1,1384	32,0616 – 34,3384
Skład Nr 6 (28 dni)	35,0	35,1	34,8	34,9667	0,1247	0,3795	34,5872 – 35,3462
Skład Nr 9 (28 dni)	35,4	35,1	35,7	35,4000	0,2449	0,7452	34,6548 – 36,1452

**Tabl. 7. Porowatość ogólna i rozkład średnicy porów dla stwardniałych zaczynów cementowych Nr 2 i Nr 6.**

Próbka	Porowatość ogólna [%]	Udział procentowy porów o danej średnicy [%]		
		>10.000 nm	10.000-100 nm	<100 nm
Nr 2	30,4	1,8	3,2	95,0
Nr 6	28,1	1,3	1,0	97,7



Rys. 8. Rozkład wielkości porów dla próbki stwardniałego zaczynu cementowego Nr 2.



Rys. 9. Rozkład wielkości porów dla próbki stwardniałego zaczynu cementowego Nr 6.

## 5. Podsumowanie

Instytut Nafty i Gazu PIB współpracujący z Serwisem Cementacyjnym w Wołominie (obecnie EXALO) opracował wiele receptur ciężkich zaczynów cementowych o gęstości od 2050 do 2350 kg/m<sup>3</sup>, które stosowane są z powodzeniem w celu uszczelniania kolumn rur eksploatacyjnych w głębokich otworach. Receptury te stosowane są podczas zabiegów uszczelniania otworach o temperaturze dynamicznej od około 90°C do około 120°C. Na podstawie zdobytych doświadczeń oraz wyników prowadzonych badań stwierdzono, że do sporządzania zaczynów cementowych w takich warunkach należy używać cementu wiertniczego klasy G typu HSR spełniającego wymogi normy PN-EN ISO 10426-1. Stosowane w zaczynie dodatki i domieszki mają odpowiednie atesty, zezwalające na użycie ich w warunkach działania wysokich ciśnień i temperatur. Do zaczynów należy wprowadzać m.in. lateks (zapobiegający migracji gazu i zmniejszający filtrację), hematyt (zwiększający gęstość zaczynu) czy też mączkę krzemionkową (podnoszącą odporność termiczną w wysokiej temperaturze). Możliwe jest również zastosowanie mikrocementu w celu doszczelnienia matrycy stwardniałego zaczynu cementowego i uzyskania bardziej zwartej mikrostruktury.

Zaczyny cementowe, przed zastosowaniem ich do uszczelniania rur okładzinowych, są

szczegółowo badane w INiG PIB za pomocą specjalistycznej aparatury. Badania te obejmują wszystkie najważniejsze parametry technologiczne, które wpływają na przebieg i skuteczność wykonania zabiegu cementownia rur. Gęstość zaczynu dostosowywana jest do wartości gradientu ciśnienia złożowego i ciśnienia szczelinowania, filtracja obniżana do wartości poniżej 50 cm<sup>3</sup>/30, minut natomiast odstęp wody zredukowany jest do zera. Regulowane są także parametry reologiczne. Czas początku gęstnienia zaczynu (czas, po którym zaczyn uzyskał konsystencję 30 Bc) jest dobierany tak, aby przewyższał on zaplanowany czas zabiegu uszczelniania rur o tzw. margines bezpieczeństwa. W laboratorium INiG PIB badana jest również charakterystyka narastania wczesnej wytrzymałości mechanicznej (metodą nieniszczącą za pomocą ultradźwiękowego analizatora cementowego). Badania te pozwalają określić, po jakim czasie zaczyn cementowy przechodzi z fazy płynnej w fazę stałą. Zarówno wytrzymałość na ścislenie jak również porowatość czy mikrostruktura próbek stwardniałych zaczynów cementowych badana jest po utwardzeniu świeżego zaczynu cementowego w specjalnych autoklawach ciśnieniowych. Składniki receptur zaczynów są dobierane w taki sposób, aby uzyskać jak najwyższą wytrzymałość stwardniałego zaczynu cementowego oraz minimalną wartość porowatości (z jak najmniejszym udziałem porów

kapilarnych). Wytrzymałość na ściskanie opracowanych próbek jest bardzo wysoka i po okresie 28 dni przewyższa 30 MPa. Uzyskano niewielkie wartości porowatości stwardniałych zaczynów cementowych, których pory o największej średnicy stanowią zaledwie około 1 – 2% całkowitej ilości porów.

Dzięki prowadzeniu szczegółowych badań świeżych i stwardniałych zaczynów cementowych oraz realizowaniu szeregu prac związanych z coraz to doskonalszą modyfikacją receptur, jakość cementownia głębokich kolumn rur eksploatacyjnych, udostępniających złoża węglowodorów, systematycznie poprawia się.

#### **Literatura**

1. J. Bensted: Cementy wiertnicze, Oilwell Cements, Cement - Wapno - Beton Nr 6, (2002).
2. J. Bensted, J. Smith: Cementy wiertnicze z historycznej perspektywy, Oilwell Cements. Part 6. An Historic Perspective. Cement - Wapno - Beton Nr 3, (2008).
3. Z. Herman, M. Migdał: Problemy cementowania rur okładzinowych na Niżu Polskim, Nafta – Gaz, Nr 12, Kraków (1998).
4. J. Nalepa: Problemy związane z cementowaniem głębokich otworów wiertniczych, Symposium Naukowo - Techniczne, Cementy w budownictwie, robotach wiertniczych i inżynierskich oraz hydrotechnice, Piła - Płotki (2001).
5. E. B. Nelson: Well Cementing, Schlumberger Educational Service, Houston, Teksas, USA, (1990).

#### **Відомості про авторів:**

Марцин Ржепка, Інститут нафти і газу - Державний дослідницький інститут, Польща., вул. Любич 25А, 31-503 Краків.

Марцин Кременевскі, Інститут нафти і газу - Державний дослідницький інститут, Польща., вул. Любич 25А, 31-503 Краків.

6. M. Rzepka: Wpływ warunków otworowych na procesy korozyjne zachodzące w stwardniałych zaczynach cementowych stosowanych w wiertnictwie, Praca doktorska, AGH, Kraków (2005).

7. M. Rzepka i in.: Zaczyny cementowe do uszczelniania kolumn rur okładzinowych w głębokich otworach wiertniczych w temperaturach dynamicznych do ok. 120°C, Praca naukowo – badawcza INiG, Kraków (2009).

8. S. Stryczek, A. Gonet: Wymagania odnośnie zaczynów uszczelniających stosowanych w technologiach wiertniczych. Symposium Naukowo - Techniczne, Cementy w budownictwie, robotach wiertniczych i inżynierskich oraz hydrotechnice, Piła - Płotki (2001).

9. PN-EN ISO 10426-1 „Przemysł naftowy i gazowniczy” – Cementy i materiały do cementowania otworów – część 1:Specyfikacja, (2009).

10. PN-EN ISO 10426-2 „Przemysł naftowy i gazowniczy” – Cementy i materiały do cementowania otworów – część 2: Badania cementów wiertniczych, (2006).

11. Protokoły z rurowania i cementowania otworów na Niżu Polskim w latach 2013 - 2015.

12. Strona internetowa firmy Dowell - Schlumberger: High-Pressure, High-Temperature Well Construction – <http://www.slb.com/> - dostęp: maj 2011.



УДК 62-1/-9

## ОСНОВНІ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ ТЕХНІКИ

**В. П. Червінський,**

кандидат технічних наук, доцент кафедри видобутку нафти, газу і конденсату, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут».

**Р. Ю. Мельник,**

студент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут».

**Аширов Байрамгельди,**

студент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут».

*У статті наведені відомості про конструкції колтюрінгових установок різних виробників, які застосовуються під час капітального ремонту свердловин. Показана типова схема наземної колтюрінгової установки і найбільш складні і відповідальні вузли та механізми, що входять до її складу. Наведено основні особливості застосування, а також переваги застосовуваних технологій з використанням безмуфтових довгомірних труб. Основних видів ремонтних робіт, що виконуються за допомогою колтюрінгових установок налічується більше десяти. Показана розроблена авторами технологія видалення щільних піщано-глинистих пробок з аномально низьким пластивим тиском (АНПТ). Обговорено особливості підвищення економічної ефективності при використанні колтюрінгових установок.*

**Ключові слова:** колтюрінгові установки, безмуфтові довгомірні труби, свердловини, капітальний ремонт, гідромашини, насосно-компресорні труби.

## KEY FEATURES OF COILED TUBING TECHNOLOGY

**V. Czerwinski,**

Ph.D., Associate Professor, Department of oil, gas and condensate, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute".

**R. Melnyk,**

student, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute".

**A. Bayramgeldi,**

student, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute".

*This article provides information about the design of coiled tubing units from different manufacturers that are used in the workover. Shows a typical circuit ground coiled tubing unit and the most complex and critical components and mechanisms that are included in its composition. The main features of the application, as well as the benefits of the technologies used with flush-joint pipe. The major types of repair work carried out by a number more than ten coiled tubing units. It is shown that the technology developed by the authors of the removal of dense sand and clay tubes with abnormally low formation pressure (ALFP). Specified features to increase economic efficiency in the use of coiled tubing units.*

**Keywords:** coiled tubing installation, flush-joint pipe, wells, overhaul, hydraulic machines, tubing.

**Вступ.** У нафтогазовій галузі серйозні революційні технічні зміни відбуваються значно рідше, в порівнянні з іншими.

Втім, останньою такою зміною є створення та застосування колтюрінгових технологій, які можна порівняти з вже впровадженими

вибійними двигунами, бурінням з верхнім приводом, пересувними мобільними установками для буріння і капітального ремонту.

Прогрес в бурінні, видобутку, транспорті залежить від ефективності і оснащення технічної бази підприємств, що впливає на



значне покращення техніко-економічних показників виробництва.

В той час, як за кордоном більше п'ятидесяти років виготовляють десятки різних колтюбінгових установок, в нашій країні їх досі не виготовляють.

В Україні більше 10 років використовуються іноземні колтюбінгові установки для капітального ремонту і буріння свердловин. Установки відрізняються комплектацією, технологічними можливостями і ціною. Так установки канадських фірм, змонтованих на базі автомобілів «Kenworth», коштують більше 1 мільйона доларів, а установки білоруського виробництва фірми «ФІД» – 600–700 тисяч доларів.

Безумовно, така техніка дуже складна конструктивно і технологічно, але Україна має дуже кваліфіковані конструкторські і виробничі кадри, і при відповідному фінансуванні можливо було б створити власні зразки цієї техніки.

Як відомо, в світі експлуатують біля тисячі колтюбінгових установок. У нас є близько двох десятків подібної техніки. Схоже, що, нарешті, у нафтовій галузі та Кабміні з'явилося

розуміння і бажання подібний стан виправити за рахунок закупівель колтюбінгових установок за кордоном.

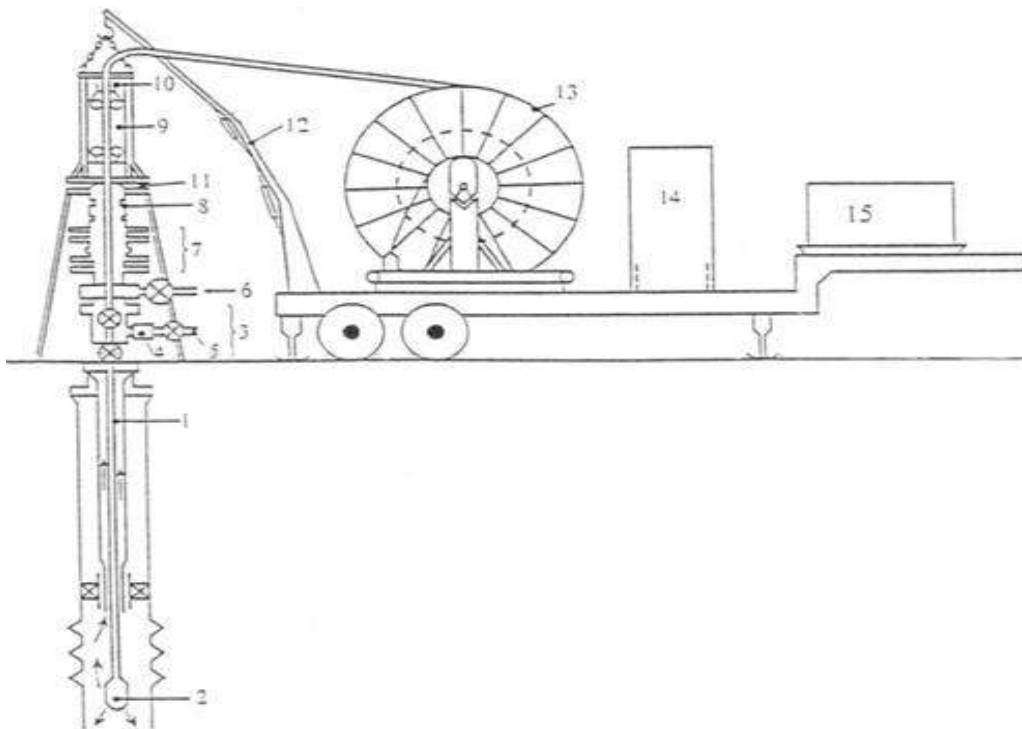
Основою колтюбінгових технологій є використання металевої гнучкої труби - coiled tubing, яку намотують на барабан і спускають та піднімають зі свердловини спеціальним агрегатом.

Інтенсивний розвиток цих технологій обумовлюється тим, що всі вони виконуються за умови забезпечення герметичності внутрішньої порожнини свердловини.

Тому вони виконуються без глушіння свердловин, що дозволяє використовувати роботи при аномально низьких і високих пластових тисках, включаючи подальше виконання робіт по виклику припливу, зменшує трудомісткість робіт і зменшує строки їх виконання.

Також до безумовних переваг колтюбінгових технологій можна віднести екологічну безпеку та забезпечення техніки безпеки обслуговуючого персоналу.

Типова схема установки для капітального ремонту свердловин з застосуванням гнучких НКТ показана на рис. 1.



**Рис. 1. Типова схема наземної установки для капітального ремонту свердловин із застосуванням гнучких насосно-компресорних труб:**

- 1 - гнучкі НКТ; 2 - циркуляційний перевідник; 3 - колонна головка; 4 - дросель на експлуатаційному відводі; 5 - відводна лінія; 6 - циркуляційний трійник; 7 – противикидне обладнання з 4-ма плашковими превенторами; 8 - сальникова коробка; 9 - інжекторна голівка; 10 - випрямляючий пристрій; 11 - індикатор ваги; 12 - кран інжектора; 13 - барабан з гнучкими трубами; 14 - кабіна управління; 15 - енергетичний блок**

### **1.1 Основні особливості застосування:**

• Установка дозволяє проводити спуск в свердловину під тиском суцільної колони гнучких НКТ і здійснювати циркуляцію через цю колону;

• Жорсткість і міцність гнучких НКТ дозволяють використовувати їх для спуску і підйому зі свердловини вибійних інструментів;

• Установка являє собою блочно-модульний агрегат для капітального ремонту свердловин, що забезпечує можливість швидкого проведення повного комплексу ремонтних робіт на свердловині.

### **1.2 Технології поточного та капітального ремонту свердловини із використанням колтюбінгової техніки застосовують при:**

- кислотних обробках привибійної зони пласта свердловини;

- селективному діянні на пласт;

- встановленні кислотних ванн;

- проведенні гідравлічного розриву пласта;

- обробках з використанням поверхнево-активних речовин;

- проведенні ремонтноізоляційних робіт;

- проведенні комплексної дії на привибійну зону пласта;

- видаленні рідини з вибою газових свердловин без їх глушіння;

- видаленні (ліквідації) гідратних пробок і запобіганні їх утворення в свердловинах без глушіння;

- видаленні (ліквідації) піщаних пробок, промивках і очищенні вибою свердловини від піску;

- видаленні (ліквідації) асфальтосмолистопарафінових пробок і запобіганні їх утворення без глушіння свердловини;

- роботі в горизонтальних стовбурах свердловин;

- промиванні нафтогазозбірних колекторів (шлейфів).

Крім того, колтюбінгові установки можуть застосовуватися при:

- освоєнні свердловини (з азотною установкою і без неї, з пакером і без пакера), виклику припливу флюїду;

- глушінні свердловин (в тому числі ті, що експлуатуються з пакером);

- виконанні геофізичних досліджень у стовбурі свердловини;

- відновленні свердловин методом зарізування та бурінні другого стовбура;

- виконанні ловильних робіт;

- розбурюванні пробок, цементних мостів та інших утворень в експлуатаційній та ліфтовій колоні;

- встановленні гравійних фільтрів;

- встановленні цементних мостів.

Колтюбінгові установки, в комплексі з іншим устаткуванням, дозволяють виконувати роботи на експлуатаційних нафтових та газових свердловинах без попереднього глушіння, тим самим дозволяють під час ремонту зберегти колекторські властивості пласта і умови припливу нафти і газу. В подальшому, в комплексі з азотною установкою, з'являється унікальна можливість періодичного газліфту для повторного освоєння свердловин, які накопичують рідину, без втрати газу на продувку в атмосферу. Це особливо важливо для свердловин, в яких встановлено пакеруючі пристрої.

### **1.3 Обмеження в застосуванні робіт гнучкими НКТ.**

• У зв'язку з існуючим максимальним прохідним діаметром в експлуатаційній колоні НКТ і проблемами втомного зносу діаметр гнучких НКТ зазвичай обмежується діапазоном 31,7–38 мм. Це призводить до обмеження продуктивності закачування в свердловину рідин до 160–400 л / хв із застосуванням змащувальних добавок;

• При правильному оснащенні інжекторної головки трубами БДТ мінімальних діаметрів максимальний робочий тиск на вибої свердловини може становити 25 МПа. Для більш високих значень цього тиску потрібно застосування труб більшого діаметру, товстостінних і направляючого жолоба зі збільшеним радіусом;

• Для обмеження втомного зносу рекомендується, щоб максимальний робочий тиск закачування в свердловину не перевищував 35 МПа;

• Внаслідок втомного зносу, критичне навантаження змінання повинно бути обмежене 21-28 МПа;

• Виходячи з міцності матеріалу труб, рекомендована максимальна глибина спуску БДТ в свердловину становить приблизно 6000 м;

• При наявності  $H_2S$  або  $CO_2$  необхідно вживати заходів до обмеження до мінімуму контакту труб з агресивним середовищем;

• Особливу увагу необхідно приділяти застосуванню інгібіторів корозії при кислотній обробці при температурах понад 95 °С;

### **1.4 Основні види ремонтних робіт, виконуваних за допомогою гнучких НКТ:**

• Заміна робочої рідини при закачуванні або капітальному ремонті свердловини (з метою перфорації при депресії на пласт або при освоєнні свердловини);

• Роботи з освоєння свердловини (початок видобутку після закінчення або капітального ремонту свердловини);

- Очищення свердловини (видалення механічних відкладень зі стінок НКТ, розширення стовбура, видалення парафіну);
- Інтенсифікація свердловини (кислотна обробка, застосування спеціальних розчинників);
- Видалення піщаних пробок;
- Цементування (ремонтно-відновне цементування під тиском для ізоляції газоносних або водоносних горизонтів, установка цементних мостів при ліквідаційних роботах на свердловині);
- Використання гнучких НКТ при заканчуванні свердловини (колона НКТ зі збільшеною продуктивністю, газліфтова колона, експлуатаційна колона НКТ);
- Глушіння свердловини;

- Використання гнучких НКТ при каротажних і перфораційних роботах;
  - Використання гнучких НКТ при випробуванні свердловини за допомогою випробувача пластів на бурильних трубах з опорою на вибій (закачування буферної рідини освоєння та інтенсифікація свердловини та ін.);
  - Використання гнучких НКТ замість кабелю (жорстка вибійна компоновка, каротажні роботи, перфораційні роботи за допомогою перфораторів, що спускаються в похилу свердловину на гнучких НКТ);
  - Ловильні роботи;
  - Буріння.
- У табл. 1 наведені основні характеристики безмуфтових довгомірних труб.

Таблиця 1 – Основні характеристики безмуфтових довгомірних труб

Найменування параметру	Одиниця виміру	Мінімум	Максимум
Умовний діаметр труби *	мм	25	89
Товщина стінки	мм	2	5,2
Внутрішній тиск, при якому напруга в тілі труби досягає межі текучості	МПа	44,1	168,2
Напруга розтягування, при якому напруга в тілі труби досягає межі текучості	кН	160	350
Випробувальний тиск	МПа	35,3	103,4
Тиск зминання	МПа	17,4	147,7
Границя напруги при скручуванні	Нм	560	9600
Довжина труб на барабані	м	1600	6500

\* Труби виготовляються в США і РФ.

1.5 Для підвищення ефективності процесу руйнування пробки використовують насадки на КГТ різних конструкцій. Всі вони базуються на гідромоніторному ефекті, а відрізняються кількістю отворів і напрямком витікання рідини. Втрати тиску на подібних насадках можуть досягати 17 МПа. Нами, з урахуванням вітчизняних металообробних можливостей, розроблена конструкція деяких потрібних при проведенні промивних операцій насадок для колтюбінгових труб.

На рис 2. показаний штуцер, необхідний для з'єднання між собою кінців БДТ і будь-якого необхідного для проведення тієї чи іншої операції інструменту. На кінці штуцера нарізана різь Ш 33 за ГОСТ 13877-96.

На рис. 3. показана розроблена нами муфта зі зрізними циліндричними гвинтами, яка необхідна в разі, коли в результаті прихвату технологічного інструменту необхідно від ньо-

го від'єднатися. Відключення забезпечують розраховані зрізні циліндричні гвинти.

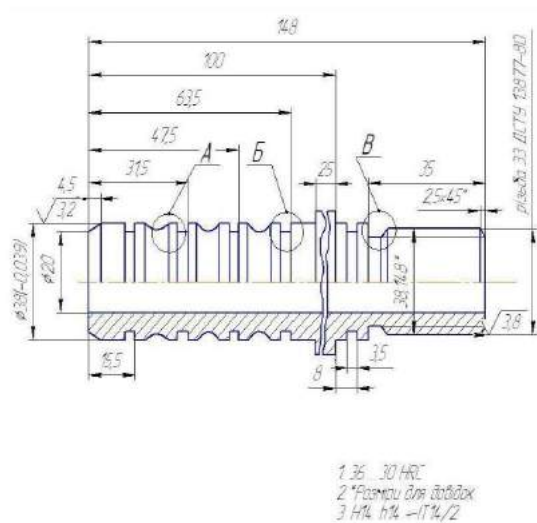
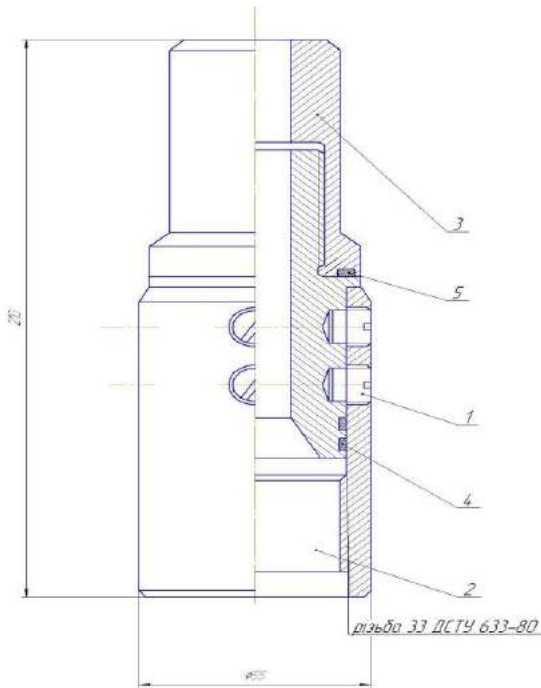
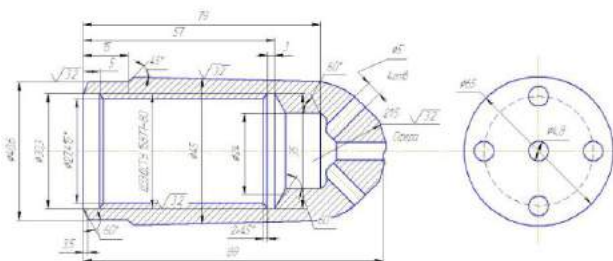


Рис. 2. Штуцер



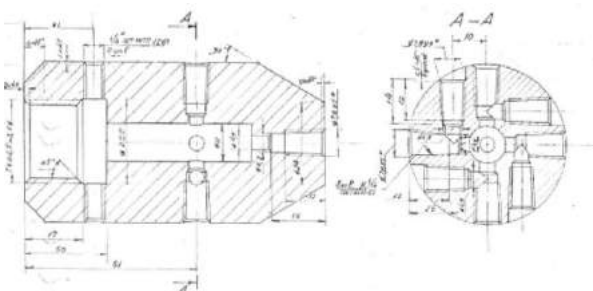
**Рис. 3. Муфта зрізна:**  
 1 - зрісні гвинти; 2 - корпус різбовий;  
 3 - перехідник; 4 - ущільнення; 5 - гумове ущільнення.

На рис. 4 показана насадка з чотирма промивальними отворами, яка дозволяє інтенсивно розмивати піщані і глинисті пробки.



**Рис. 4. Насадка з чотирма промивальними отворами.**

На рис. 5 показана насадка, що обертається, яка має більш складну конструкцію і дозволяє більш рівномірно і динамічно розмивати різні за властивостями пробки.

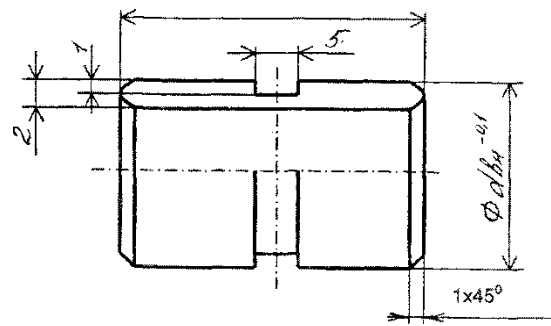


**Рис. 5. Насадка, що обертається.**

Нами використані метали, які за своїми якостями відповідають умовам свердловин. В основному це сталі 12Х18Н9Т і 40Х13.

Великою і складною проблемою при експлуатації БДТ є необхідність досить часто зварювання обірваних або обрізаних частин труби.

Як ми зазначили вище, труби мають малий діаметр і малу товщину стінки. Збільшення зовнішнього діаметра неможливо через те, що ланцюг інжектора виготовляють для захоплення розрахункового діаметра труби, а зменшення внутрішнього діаметру різко збільшує гідравлічні втрати тиску. Тому довелося врахувати десяті частки міліметра і спроектувати конструкцію і технології зварювання наведену нижче (рис. 6 і рис. 7).



**Рис. 6. Підкладне кільце.**



**Рис. 7. Схема зварного з'єднання на підкладному кільці.**

В даному випадку нами рекомендовано застосування ручного дугового зварювання електродом, що плавиться. Це зварювання виконується постійним струмом. Використовуються електроди УОНИ 13/55 для труб марки 10ГМФ, В ОНИ 13/45 для труб марки сталі 10. Електроди повинні бути ретельно просушені.

Зварювання поперечного стику проводиться на підкладному кільці, яке вставляється в торець кінців. Кінці труб закріплюють в спеціальний пристрій для зварювання, так щоб поєднати профіль і поздовжні шви. Залишають зазор 3-5 мм по ширині проточки на кільці.

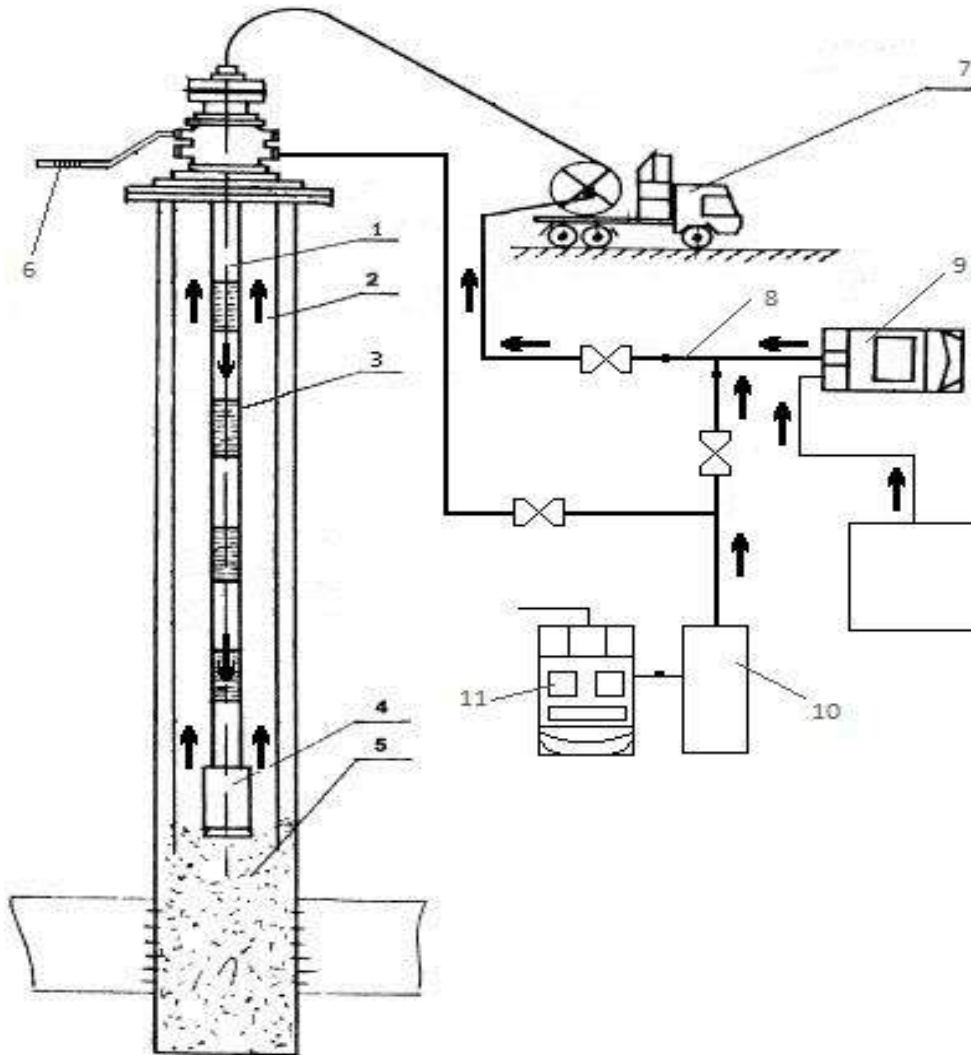
Зварювання виконують трьома швами. Спочатку зварюють торці з підкладним кільцем, після цього накладають середній (третій) шов. Після накладення кожного шва

виконують їх обробку під умови аргонно – дугового зварювання.

**1.6 Технологія видалення щільних пробок в умовах аномально низького пластового тиску (АНПД).**

У порожнині свердловини можливе утворення так званих щільних пробок, які утворюються в результаті осадження на вибої глинистого розчину, цементу, окалини з поверхні НКТ і обсадних труб, піску тощо. Руйнування подібних пробок за допомогою розмиву стру-

менем технологічної рідини малопродуктивні, а в ряді випадків і неможливі. Додаткові труднощі виникають при видаленні подібних пробок у свердловинах з аномально низьким тиском пластів, при проведенні робіт в яких відбувається кольматація пор продуктивного пласта і різке зниження дебіту при подальшій експлуатації. Рішення всіх цих проблем може бути забезпечено за допомогою колтубінгових технологій (рис. 8).



**Рис. 8. Схема об'язки гирла свердловини при промиванні піщано-глинистих пробок:**  
1 – газ; 2 – піна; 3 – газ; 4 – гідродударний пристрій; 5 – піщано–глиниста пробка; 6 – факельна лінія; 7 – колтубінгова установка; 8 – трійник; 9 – насосний агрегат; 10 – сепаратор; 11 – бустерна установка.

Як технологічна рідина використовується двофазна суміш газу і води. Джерелом газу може бути природний газ з найближчою свердловини, з азотного агрегату або генератора інертного газу з використанням вихлопу двигунів внутрішнього згорання. Технологічна рідина із заданим співвідношенням

компонентів закачується бустерною установкою, на вхід якої надходить газ і рідина.

Застосування двофазної технологічної рідини дозволяє зменшити гідростатичний тиск на продуктивний пласт і виключити проникнення в нього частинок видаленої пробки. Для руйнування щільної пробки в свердловину

на колтюбинговій трубі спускається гідроударний пристрій або вибійний двигун.

При використанні гідроударного пристрою потік технологічної рідини забезпечує зворотньо-поступальний рух коронки, механічно впливає на матеріал, що становить пробку. У поєднанні з дією струменя технологічної рідини гідромонітора, що виходить з гідроударного пристрою, інтенсифікується механічне пошкодження і забезпечується ефективне видалення окремого матеріалу пробки. Висока продуктивність пристрою обумовлена і тим, що подача струменя технологічної рідини відбувається в імпульсному режимі.

При використанні вибійного двигуна перевага надається гвинтовим гідромашинам. Вони добре працюють на рідинах, що містять вільний газ, мають малі радіальні габарити. При їх використанні руйнування пробки забезпечується за допомогою спеціального лопаткового долота, а винесення матеріалу пробки - потоком відпрацьованої технологічної рідини, що виходить із гідродвигуна.

Слід зазначити, що застосування колтюбінгових технологій слід ретельно планувати за часом. Необхідно використання цієї технології здійснювати інтенсивно, оскільки в порівнянні з традиційною технологією для ка-

премонту, окупність колтюбінгових установок і економічна ефективність їх роботи, при дуже великій вартості обладнання та реагентів безпосередньо залежать від продуктивного часу.

### Література

1. В. П. Червінський, В. Г. Філь, А. В. Яковлев. Перший досвід застосування колтюбінгової техніки в Україні // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – № 3. – С. 23–25.
2. Молчанов А. Г. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / А. Г. Молчанов, С. М. Вайнштейн, В. И. Некрасов, В. И. Чернобровкин. – М. : Академия горных наук, 2000. – 145 с.
3. Червінський В. П. Основи ремонту нафтогазового обладнання/ В. П. Червінський. – Х. : НТУ «ХПИ», 2010. – 291 с.
4. Ценципер А. И. Основы эксплуатации и ремонта нефтегазовых скважин/ А. И. Ценципер. – Х. : НТУ «ХПИ», 2016. – 443 с.
5. Буховенко Є. І. Нафтопромислове обладнання/ Є. І. Буховенко. – М. : Надра, 1996. – 420 с.
6. Костриба І. В. Основи конструювання нафтогазового обладнання/ І. В. Костриба. – К. : Наук. думка, 2007. – 193 с.

*В статье приведены сведения о конструкции колтюбинговых установок разных производителей, которые применяются при капитальном ремонте скважин. Показана типовая схема наземной колтюбинговой установки и наиболее сложные и ответственные узлы и механизмы, входящие в её состав. Приведены основные особенности применения, а также преимущества применяемых технологий с использованием безмуфтовых длинномерных труб. Основных видов ремонтных работ, выполняемых с помощью колтюбинговых установок насчитывается более десяти. Показана разработанная авторами технология удаления плотных песчано-глинистых пробок с аномально низким пластовым давлением (АНПД). Оговорены особенности повышения экономической эффективности при использовании колтюбинговых установок.*

**Ключевые слова:** колтюбинговые установки, безмуфтовые длинномерные трубы, скважины, капитальный ремонт, гидромашинны, насосно-компрессорные трубы.

### Відомості про авторів:

Червінський Володимир Петрович, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри видобутку нафти, газу і конденсату; тел.: (050) 634–10–22; e-mail: chervinpench@ukr.net.

Мельник Роман Юрійович, студент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; тел.: (050) 650–84–16; e-mail: iramon47@mail.ru.

Аширов Байрамгельди студент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; тел.: (093) 007–78–97.



УДК 622.245.42

## ТАМПОНАЖНІ МАТЕРІАЛИ ДЛЯ ПОМІРНИХ І ПІДВИЩЕНИХ ТЕМПЕРАТУР, ЩО РОЗШИРЮЮТЬСЯ ПРИ ТВЕРДІННІ

**В. М. Орловський,**

кандидат технічних наук, доцент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка

*Розроблено тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні, для цементування нафтових і газових свердловин в складних гірничо-геологічних умовах. Проведено підбір оптимальних рецептур розроблених композицій, вивчено кінетику їх розширення при тужавінні. Досліджено технологічні властивості тампонажних розчинів на основі нових композицій. Вивчено залежність міцнісних характеристик, а також адгезії й проникності каменю від співвідношення компонентів у тампонажній суміші. Проведено впровадження нових тампонажних матеріалів на бурових підприємствах нафтогазової галузі.*

**Ключові слова:** доломітове борошно обпалене; розширювальний компонент; тампонажний матеріал, що розширюється при твердінні; механізм розширення; коефіцієнт розширення.

## CEMENT MATERIALS FOR MODERATE AND ELEVATED TEMPERATURE, WHICH EXPANDS WHEN CURING

**V. Orlovskyy,**

Ph.D., Associate Professor, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

*Developed cement material that expands when hardening, for cementing oil and gas wells in complex mining and geological conditions. Made selection of optimal compoundings developed compositions. The kinetics of expansion during solidification. Researched technological properties of cement mortars based on new compositions. Studied the dependence of the characteristics of strength and adhesion and permeability stone on the ratio of components in the cement mixture. Carried out implementation of new cement materials on enterprises drilling oil and gas industry.*

**Keywords:** dolomitic flour burned; expansion component; cement material that expands when hardening; expansion mechanism; expansion coefficient.

**Вступ.** При цементуванні свердловин на бурових підприємствах України використовують переважно стандартний тампонажний портландцемент ПЦТІ-100, цементно-золинні суміші (ЦЗС) на основі ПЦТІ-100 і золи кислотоустійливого (ЗКУ) цементу, будівельний портландцемент ПЦІ-500-Н та спецементи ШПЦС, ПЦТІІІ-Пол5-100, ЦТП 1,5-100, ЦТО-100, ОШЦ [1]. Проте проведені дослідження [2, 3] свідчать, що при твердінні цементний камінь з багатьох тампонажних цементів має тенденцію до деформації усадку, дія якої є негативним фактором для надійного розмежування пластів. Як правило, це є головною причиною неякісного цементування.

Наслідком неякісного цементування експлуатаційних колон є виникнення заколонних газонафтоводопроявів (ГНВП) і міжколонних перетоків. З аналізу промислових даних [4] бачимо, що від 10 до 60 % свердловин на родовищах газу в Україні мають заколонні перетоки, що свідчить про їх непридатність до експлуатації. Для ліквідації заколонних ГНВП і перетоків потрібні значні фінансові витрати. Крім того такі роботи не завжди ефективні і потребують великих витрат часу.

Заколонні перетоки, що виникають у процесі освоєння та експлуатації нафтових і газових свердловин, внаслідок неякісного це-

ментування обсадних колон, є однією з найгостріших проблем, яка спричиняє непоправні втрати нафти і газу, забруднення надр, погіршення екологічної обстановки, створює загрозу пожеж.

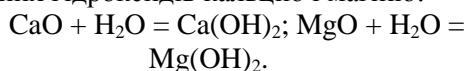
Збільшення кількості свердловин із заколонними перетоками [1] свідчить про недостатню ефективність технологій їх кріплення, що застосовуються на цей час (недосконалість технічних засобів і тампонажних матеріалів), які не запобігають виникненню каналів у цементному камені та на контакті його з породою і обсадною колоною, руйнуванню цементного кільця від різних навантажень.

Тому актуальною є проблема надання тампонажним цементам властивості розширюватись в процесі тужавіння.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Задача розроблення тампонажних матеріалів, що розширюються при тужавінні, зводиться до підбору двох або декількох компонентів цементної суміші, які в процесі гідратації при відповідних гідротермальних умовах утворюють камінь зі збільшеним об'ємом і високими експлуатаційними властивостями. При цьому необхідною умовою є розширення на початковій стадії твердіння, в період коли утворюється не жорстка (пластична) коагуляційно-кристалічна структура, здатна сприймати значну величину розширення не створюючи напружень в цементному камені.

Для розроблення цементів, що розширюються при твердінні, в будівельній галузі використовують, як правило, матеріали, в яких розширення пов'язано з утворенням комплексних солей типу еtringіту ( $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 3\text{CaSO}_4\cdot 31\text{H}_2\text{O}$ ). Недоліком таких цементів є їх недостатня термостійкість. При температурах  $75^\circ\text{C}$  гідросульфоалюмінати починають розкладатися [2].

Для створення тампонажних цементів, що розширюються при тужавінні, найбільш придатні в'язучі матеріали, які містять вільні оксиди кальцію чи магнію або обидва оксиди одночасно. Розширення таких систем відбувається за рахунок утворення кристалів важко-розчинних гідроксидів кальцію і магнію:



Цей процес супроводжується значним збільшенням об'єму кристалічної фази (при гідратації CaO до 112 %, при гідратації MgO до 123 %).

Перевагою таких цементів є те, що новоутворення  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  і  $\text{Mg}(\text{OH})_2$  є термодинаміч-

носпійкими сполуками, не схильними до фазових перетворень [5].

Абсолютна величина розширення, яка обумовлена швидкістю гідратації залежить від температури обпалення вихідного матеріалу й дисперсності новоутворень. При зростанні температури випалювання  $\text{CaCO}_3$  і  $\text{MgCO}_3$ , активність вільних CaO і MgO знижується, і такі рецептури доцільно використовувати у високотемпературних свердловинах. Слід також враховувати, що MgO має меншу активність ніж CaO.

В Україні напрацьовано великий досвід застосування тампонажних сумішей, що розширюються при тужавінні при цементуванні глибоких геологорозвідувальних свердловин. Переважно цей досвід пов'язаний із застосуванням висококальцієвої золи естонських сланців.

Головна перевага золи естонських сланців полягає в тому, що вільний CaO в золі знаходиться в оплавленій оболонці і тому не реагує з вологою при її зберіганні, а виявляє реакційну здатність лише в гідротермальних умовах. Крім того, температура спалювання сланців є оптимальною з точки зору максимального розширення складів на основі висококальцієвої золи.

Ефективним є застосування золи естонських сланців у суміші з ПЦТІ-100 в інтервалі температур  $50 - 100^\circ\text{C}$ . Розширення таких рецептур при тужавінні складає від 5 до 20 % залежно від кількості висококальцієвої золи в суміші, сорту золи та гірничо-геологічних умов у свердловині [6].

При цементуванні свердловин в геологічних підприємствах України в температурному інтервалі  $50 - 150^\circ\text{C}$  впроваджувалися суміші висококальцієвої золи естонських сланців і кислої золи-виносу від спалювання кам'яного вугілля на теплових електростанціях (ТЕС). Такі композиції мають високу термостійкість і максимальне розширення каменю при тужавінні до 3,5% [7, 8].

Для цементування технічних колон на підприємствах системи геології у 80-их роках в температурному інтервалі  $60 - 120^\circ\text{C}$  застосовувалися суміші відходів доломітового виробництва (частково декарбонізованого пилу від виробництва металургійного доломіту в обортових печах) і кислої золи Курахівської ДРЕС. Величина розширення такого тампонажного матеріалу сягає до 3,3 %, але він має суттєві недоліки, зокрема, низькі фізико-механічні властивості утвореного каменю [9]. Наявність у складі відходів доломітового виробництва



вільних оксидів кальцію і магнію, а також іонів  $SO_4^{2-}$  та проведені дослідження [10] дають підстави стверджувати, що розширення таких сумішей відбувається як на оксидній основі, так і за рахунок утворення трисульфатної форми гідросульфоалюмінату кальцію (етрингіту).

У зв'язку із складнощами в поставках золи естонських сланців в Україну, на початку 90-их років її впровадження припинилось. Тоді ж припинилось і впровадження відходів випалювання доломіту у зв'язку зниження їх якості.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** В Україні не вирішеною проблемою в забезпеченні бурових підприємств сучасними якісними тампонажними матеріалами залишається відсутність промислового виробництва тампонажних цементів, що розширюються при твердінні. Вирішення цієї проблеми лежить в площині проведення науково-дослідних робіт і досліджень спеціалізованих профільних лабораторій.

**Постановка завдання.** Цементи, які розширюються при тужавінні, є модифікованими (змішаними) в'язкими матеріалами, які складаються здебільшого з в'язучої основи і розширювального компонента. Технологія їх одержання складна, а вартість таких матеріалів, враховуючи дороговизну вихідних матеріалів, досить висока [11, 12]. До того ж на роботи з кріплення припадає значна сума (20 – 22%) від загальної вартості робіт по будівництву свердловин. Тому проводяться роботи по створенню недорогих і ефективних тампонажних матеріалів, що розширюються при твердінні.

Протягом останніх десятиріч нафтові й газові свердловини досягли великих глибин, у зв'язку з цим виникла необхідність застосування більш термостійких тампонажних цементів, що розширюються при твердінні. Сировиною для таких тампонажних матеріалів є низькоактивні мінеральні відходи або побічні продукти промисловості.

Щорічно в нашій державі утворюється велика кількість відходів доломітового виробництва та золошлакових відходів ТЕС, з яких утилізується не більше 12% [13]. Ці техногенні продукти в комбінації з в'язкими матеріалами можуть широко застосовуватись для виробництва тампонажних сумішей, які розширюються в процесі тужавіння.

Завданням даних досліджень є розроблення рецептур тампонажних матеріалів для помірних і підвищених температур, що розширюються при твердінні.

**Основний матеріал і результати.** У процесі виконання задач, поставлених виробничими геологічними об'єднаннями України перед науковцями галузі, колективом дослідників в Полтавському відділенні УкрДГРІ було розроблено рецептури тампонажних матеріалів для помірних і підвищених температур, що розширюються при тужавінні. Створено композиції нових тампонажних матеріалів для застосування в умовах помірних і підвищених температур. Як в'язучу основу використано тампонажний портландцемент ПЦТ-100 та ШПЦС-120, а як розширювальний компонент – спеціальнудомішкуна основі доломітового борошна випаленого (ДМВ).

Доломітове борошно випалене є побічним продуктом виробництва металургійного доломіту, що накопичується в процесі випалювання доломітової руди в обертових печах. Для використання як розширювальної домішки ДМВ потребує домелювання в кульових млинах. Мелене ДМВ являє собою порошокподібний матеріал світло-сірого кольору з густиною  $3100 - 3300 \text{ кг/м}^3$  і питомою поверхнею  $270 - 380 \text{ м}^2/\text{кг}$  в залежності від фракційного складу. ДМВ має наступний хімічний склад, масових часток %: CaO – 50 – 60, MgO – 28 – 30, SiO<sub>2</sub> – 6 – 8, R<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (оксиди алюмінію й заліза) – не більше 5 – 9, втрати маси при випалюванні (в.п.в.) – 2,5. Гранулометричний склад меленої ДМВ за ситовим аналізом %: залишок на ситі 0,20 мм – 38,5; 0,14 мм – 42,3; 0,08 мм – 16,4; менше 0,08 мм – 2,8.

Нові тампонажні суміші досліджувались в умовах наближених до пластових.

Результати дослідження технологічних властивостей тампонажних розчинів з домішками ДМВ наведені в таблиці 1.

З аналізу даних таблиці 1 бачимо, що:

– введення ДМВ призводить до незначного зменшення густини тампонажних розчинів на основі ПЦТ і ШПЦС, що пояснюється більш низькою густиною домішки порівняно з із стандартним цементом;

– при введенні ДМВ збільшується розтічність, що є наслідком меншої питомої поверхні ДМО і, відповідно, більш низької водопотреби матеріалу;

– величина розширення тампонажних сумішей збільшується при із збільшенням вмісту ДМВ від 10 до 20 % за масою. Подальше збільшення вмісту ДМВ недоцільне у зв'язку із зниженням фізико-механічних властивостей каменю;

– збільшення об'єму у тампонажних сумішей на основі ШПЦІ-100 переважає аналогічні показники для ШПЦС-120;

– температура в межах 75 – 110°C суттєво не впливає на абсолютну величину розширення, а велике збільшення об'єму при 75°C пояснюється відсутністю зовнішнього тиску.

**Таблиця 1 – Властивості тампонажних розчинів з домішками розширювального компоненту ДМВ**

Склад суміші, мас. част., %			В/С	Розтічність, м	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Відносне розширення, %		
ШПЦІ-100	ШПЦС-120	ДМВ				t=75 °C P=0,1 МПа	t=100 °C P=40 МПа	t=140 °C P=60 МПа
100	–	–	0,50	0,190	1870	–	–	–
90	–	10	0,50	0,200	1830	5,7	2,9	–
80	–	20	0,50	0,205	1815	8,5	5,7	–
–	90	10	0,48	0,210	1760	2,2	4,6	0,6
–	80	20	0,48	0,215	1740	5,0	2,1	1,7

У процесі дослідження технологічних властивостей тампонажного каменю його формування здійснювалось при умовах, максимально наближених до пластових. Автоклавування зразків виконано в установці АУ-1-71-ІЕ.

Інтегральною характеристикою, яка визначає придатність тампонажного матеріалу для розмежування пластів вважається механічна міцність тампонажного каменю. Механічна міцність каменю нестабільна в часі величина і залежить від ряду факторів, основними з яких є хіміко-мінералогічний склад, питома поверхня в'язучого матеріалу, водоцементне відношення, наявність хімічних домішок та умови твердіння, переважно температура.

Визначення границь міцності каменю при стисненні проводилось на пресі ПСУ-10.

Проникність тампонажного каменю для рідин і газів є одним з основних показників, який визначає можливість використання його як ізолюючого матеріалу в свердловині.

Проникність залежить від ряду факторів, серед яких найбільш важливими є структура тампонажного матеріалу, водоцементне відношення, умови (температура, тиск) і терміни твердіння. Суттєво впливає хімічний склад вод, які контактують з тампонажним матеріалом, що тужавіє та затвердівшим каменем.

Сьогодні не існує визначеної критичної величини для проникності, проте деякі дослідники вважають, що проникність тампонажного

каменю 2 – 4 мД (мкм<sup>2</sup>х10<sup>-3</sup>) не може спричинити обводнення свердловин і перетоки газу.

Визначення газопроникності зразків каменю здійснювалось на установці ГК-5.

З практики відомо, що однією з основних причин обводнення свердловин є нещільний контакт цементного каменю з обсадними трубами і гірськими породами. Підвищити якість контакту можна шляхом використання тампонажних цементів, що розширюються при твердінні.

Якість зчеплення тампонажного каменю з обмежувальними поверхнями залежить від багатьох факторів, але в першу чергу визначається складом тампонажної суміші і температурою середовища. Тиск також впливає на якість зчеплення.

Міцність контакту зразків каменю з обмежувальною металевою поверхнею (адгезія) оцінювалась зчепленням затверділого тампонажного матеріалу з металевим стрижнем як дотична напруга зсуву, при якій порушується контакт “цемент-метал” під час витискування стрижня. Для вивчення адгезії використовувалася гідравлічний прес ПСУ-10 і спеціальна приставка. Величина сили витискування фіксувалася автоматично. Адгезію  $\tau_a$  в МПа розраховували за формулою:

$$\tau_a = \frac{0,1P}{\pi Dl}$$

де  $P$  – витісняюча сила у кГ,

$D$  – зовнішній діаметр металевого циліндричного стрижня, м,

$\ell$  – довжина робочої частини металевого циліндричного стрижня, м.

Для оцінки адгезії використовувалось середнє арифметичне значення результатів випробування декількох зразків.

Відносна величина лінійного розширення тампонажних сумішей ( $\Delta h$ ), у відсотках, визначалась за формулою:

$$\Delta h = \frac{h_1 - h}{h} \cdot 100\%$$

де  $h$  – висота зразка тампонажного матеріалу до початку розширення, м;

$h_1$  – висота зразка тампонажного матеріалу після закінчення розширення, м;

$h_1 - h$  – абсолютне розширення зразка, м.

Результати дослідження технологічних властивостей тампонажного каменю з розширювальною домішкою ДМВ наведені в таблиці 2.

**Таблиця 2 – Міцність, адгезія і газопроникність тампонажного каменю з домішками ДМО**

Склад суміші, мас. част., %			В/С	Міцність, МПа, через 1 добу			Адгезія, МПа, через 1 добу			Газопроникність, мкм <sup>2</sup> ×10 <sup>-3</sup> , через 1 добу		
ШПЦ-100	ШПЦ-120	ДМВ		t = 75 °C	t = 100 °C	t = 150 °C	t = 75 °C P = 0,1 МПа	t = 100 °C P = 40 МПа	t = 140 °C P = 60 МПа	t = 75 °C P = 0,1 МПа	t = 100 °C P = 40 МПа	t = 150 °C P = 60 МПа
10	–	–	0,50	11,4	20,0	–	2,77	2,91	–	1,00	0,90	–
90	–	10	0,50	8,4	14,4	–	4,10	4,60	–	0,90	0,82	–
80	–	20	0,50	5,4	9,4	–	5,00	5,50	–	0,85	0,79	–
–	100	–	0,47	–	12,5	20,8	–	1,40	1,90	–	1,50	1,11
–	90	10	0,47	–	10,4	15,7	–	2,90	3,30	–	0,97	0,91
–	80	20	0,47	–	6,9	7,9	–	–	–	–	–	–

З аналізу даних таблиці 2 бачимо, що:

– тампонажний камінь з домішкою ДМВ через 1 добу твердіння набирає достатню міцність для надійного розмежування продуктивних горизонтів, хоча її абсолютна величина дещо знижується внаслідок структурних перетворень.

– з підвищенням температури величина зчеплення тампонажного каменю підвищується, а газопроникність знижується;

– абсолютні величини адгезії у каменю з домішками ДМВ у 1,2 – 1,5 рази вищі ніж у стандартних цементів, особливо це характерно для зразків ШПЦС-120.

Приготування нових тампонажних сумішей може здійснюватись на бурових майданчиках, шляхом змішування тампонажного цементу і домішки перетарюванням через цементозмішувачі машини протягом трьох циклів.

**Висновки.** У процесі дослідження нових тампонажних матеріалів, що розширюються при твердінні проведено підбір оптимальних рецептур розроблених композицій, вивчено кінетику їх розширення при тужавінні. Вивчено залежність міцнісних характеристик, а також адгезії й проникності каменю від співвідношення компонентів у тампонажній суміші. В

цьому полягає наукова цінність запропонованої розробки.

Застосування нових тампонажних матеріалів, що розширюються при твердінні дає змогу підвищити якість розмежування пластів у нафтових і газових свердловинах, що має практичну цінність.

Результати роботи мають практичне застосування при кріпленні глибоких свердловин в складних гірничо-геологічних умовах на геологорозвідувальних площах і промислових родовищах України. Нові тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні, успішно впроваджені на бурових підприємствах БУ “Укрбургаз” ПАТ “Укргазвидобування” при цементуванні газових і газоконденсатних свердловин.

**Література**

1. Сучасний стан і перспективи розвитку виробництва тампонажних матеріалів в Україні / В.Ф. Горський, П.В. Горський, Ю.Ф. Шевчук [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 5. – С. 19 – 20.
2. Булатов А.И. Тампонажные материалы / А.И. Булатов, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – 280 с.

3. Аналіз причин неякісного розмежування пластів в умовах Дніпровсько-Донецької западини / Р.В. Бандур, О.В. Лужаниця, С.Г. Михайленко [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3. – С.127 – 130.
4. Інструкція щодо визначення умов використання газових свердловин з наявністю міжколонного тиску, пробурених на шельфі Чорного і Азовського морів/ затв. Держнафтогазпром України, ВАТ "Український нафтогазовий інститут", ДВП "Чорноморнафтогаз" 1997. – [Термін дії не встановлений]. – К.: Держнафтогазпром України, 1997. – 11 с. – (Нормативний документ).
5. Фридман В.М. Изыскание составов и исследование свойств цементов для цементирования глубоких нефтяных и газовых скважин: автореф. дис. на соискание научной степени канд. техн. наук: спец. 05.15.10 "Бурение скважин" / В.М. Фридман. – М.: 1971. – 28 с.
6. А. с. 730952 СССР, МКИ Е 21 В/138. Тампонажный раствор / Б.В. Крых,
7. В.И. Герц, Р.В. Асмолова (СССР). – № 2159992/22-03; заявл. 25.07.75; опубл. 30.04.80, Бюл. № 16.
8. Бесклинкерные расширяющиеся тампонажные смеси на базе основной и кислой золы: КНД 41-00032626-195-90. – [Введ. впер- вые 01.12.90]. – Полтава: Полтавское отделение УкрНИГРИ, 1990. – 11 с. – (Нормативный документ).
9. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні [монографія]/ Орловський В.М. – Полтава: 2016. – 129 с.
10. Бесклинкерные тампонажные материалы на базе отходов доломитового производства и золы-унос твердых топлив: РД 41 УССР 157-84.– [Введ. впервые 15.05.84]. – Полтава: Полтавское отделение УкрНИГРИ, 1984. – 11 с. – (Нормативный документ).
11. Керцман А.З. Магнезиальные тампонажные вяжущие для глубоких скважин / А.З. Керцман, Н.Н. Круглицкий, А.С. Серяков [и др.] // Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства: О.И. – Москва, ВИЭМС: 1984. – 48 с.
12. Михайлов В.В. Расширяющийся цемент и его применение в строительстве / В.В. Михайлов, Б.Г. Скрамтаев, Э.З. Юдович // Цемент. – 1949. – № 12. – С. 4.
13. Кравченко И.В. Расширяющиеся цементы / Кравченко И.В. – М.: Госстройиздат, 1962. – С. 34.
14. Дмитриев А.И. Проблемы использования техногенных материалов при производстве цемента / А.И. Дмитриев, В.Е. Каушанский // Цемент. – 1988. – № 9. – С. 2 – 3.

*Разработаны тампонажные материалы, которые расширяются при твердении, для цементирования нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях. Проведен подбор оптимальных рецептур разработанных композиций, изучена кинетика их расширения при отвердевании. Исследованы технологические свойства тампонажных растворов на основе новых композиций. Изучена зависимость прочностных характеристик, а также адгезии и проницаемости камня от соотношения компонентов в тампонажных смесях. Проведено внедрение новых тампонажных материалов на буровых предприятиях нефтегазовой отрасли Украины.*

**Ключевые слова:** доломитовая мука обожженная; расширяющий компонент; тампонажный материал, расширяющийся при твердении; механизм расширения; коэффициент расширения.

#### **Відомості про автора:**

Орловський Віталій Миколайович, кандидат технічних наук, доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: svaroh13@ukr.net

ORCID: №0000-0002-8749-5354



УДК 622.226

## АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ І ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ БУДІВНИЦТВА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ВИЛУЧЕННЯ ВАЖКОВИДОБУВНИХ І ВИСНАЖЕНИХ ЗАПАСІВ НАФТИ ТА ГАЗУ

**М. В. Ткаченко,**

асистент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

**С. М. Жабський,**

викладач, Полтавський коледж нафти і газу  
Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка

*У науковій роботі проведено аналіз технологій і технічних засобів будівництва похилих і горизонтальних свердловин. Розглянуте питання про актуальність і ефективність застосування роторних керованих систем (РКС). Проведено порівняння показників буріння із застосуванням РКС в порівнянні з бурінням аналогічних інтервалів гвинтовим вибійним двигуном. Проведений широкий аналіз досвіду застосування роторних керованих систем на різних родовищах. Зроблений висновок про великі перспективи даної технології не дивлячись на високу вартість і незначні проблеми, що виникають в ускладнених гірничо-геологічних умовах буріння.*

**Ключові слова:** роторна керована система, гвинтовий вибійний двигун, кривий перехідник, горизонтальна свердловина, клиновий відхилювач, силова роторна керована система

## ANALYSIS OF TECHNOLOGY AND MEANS OF HORIZONTAL WELLS FOR THE EXTRACTION OF HARDLY RECOVERABLE AND DEPLETION OF OIL AND GAS RESERVES

**M. Tkachenko,**

assistant, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

**S. Zhabskyi,**

lecturer, Poltava oil and Gas College,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

*In a scientific paper analyzes the technologies and means of construction of inclined and horizontal wells. In scientific work the question of the relevance and effectiveness of the rotary steerable systems (RSS). A comparison of drilling using RSS compared with drilling the same interval downhole drilling motors. Conducted a broad analysis of experience with rotary steerable systems on different fields. The conclusion about the great prospects of this technology in spite of the high costs and minor problems in complicated geological conditions of drilling.*

**Keywords:** rotary steerable systems, downhole drilling motors, bent, horizontal completion, whipstock, power rotary steerable systems

**Вступ.** За доведеними запасами вуглеводнів Україна займає третє місце в Європі, поступаючись лише Великобританії та Норвегії. Промислова розробка нафти під Бориславом почалася ще в 1886 р. У 1908–1910 рр. надра нинішньої Івано-Франківської та Львівської областей давали 1,5...2,0 млн. т

нафти щорічно (третій показник після США та Азербайджану). Із тієї пори в Україні видобуто понад 385 млн. т сировини, в тому числі 95 млн. т – за роки незалежності.

За даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, початкові потенційні ресурси вуглеводнів в Україні

оцінюються в 9,3 млрд. т умовного палива, у тому числі нафти і газового конденсату – 1,6 млрд. т (17,6 %), вільного газу – 7,3 трлн. куб. м (77,8 %). На державному балансі перебувають 296 родовищ, зокрема 67 нафтових, 10 газонафтових і нафтогазових, 51 нафтогазоконденсатне, 70 газових і 98 газоконденсатних, початкові розвідані запаси яких (категорій А + В + С1) становлять 3,5 млрд. т умовного палива. При цьому початкові ресурси нафти розвідані на 37 %, вільного газу – на 39 %, а частка накопиченого видобутку становить відповідно 27 і 26 %. Інакше кажучи, близько трьох чвертей (6,8 млрд. т у. п.) потенційних ресурсів ще перебуває в надрах (три чверті – на суходолі, чверть – на шельфі Чорного та Азовського морів), причому 5,8 млрд. т у. п. із них важаються нерозвіданими [1].

Маючи в розпорядженні такі ресурси вуглеводнів, національна економіка не повинна відчувати їхню нестачу. І це було б так, якщо технічні й технологічні можливості нафтогазового комплексу країни, закладені в радянський період, не були б майже повністю вичерпані. Та надрокористувачі не поспішають інвестувати в розвідку й пошук, передусім прагнучи експлуатувати запаси, підготовлені ще в кінці ХХ ст.

Між тим, більшість із 236 українських родовищ, що перебувають у промисловій експлуатації, є дуже малими, маючи початкові запаси до 1 млн. т нафти і (88 % розвіданих) і до 1 млрд. куб. м газу (43 %). Понад 57 % запасів (зокрема всі Прикарпатські) є важковидобувними, а 5,0 млрд. т умовного палива припадає на нерозвідані ресурси категорій С2 + С3 + D1 + D2. Із поточних видобутих запасів нафти 71 % (близько 105 млн. т) належать до категорії С1 і лише 29 % – до А + В, при тому що максимальний рівень видобутку, досягнутий в Україні в 1970-х (для нафти з газовим конденсатом – 14.5 млн. т у 1972 р.), було забезпечено завдяки десяти родовищам виснажених сьогодні на 90...98 % [1].

Повніше вилучення багатств з наших надр є найважливішим завданням нафтогазовидобувних підприємств. Але, на жаль, при розробці родовищ внаслідок недосконалості техніки і технології в надрах залишається велика кількість корисних копалини. Сьогодні в Україні майже не використовуються створені закордонною та вітчизняною нафтогазовою наукою технології й технічні засоби для розвідки й розробки родовищ, максимального вилучення важковидобувних і виснажених запасів нафти та газу, підвищення нафто-

газовіддачі пластів. Україна суттєво відстає від інших європейських країн за показниками інноваційної діяльності.

Розбурювання нафтових і газових родовищ похилим способом і особливо горизонтальними (ГС) і розгалужено-горизонтальними свердловинами (РГС) є ефективним методом формування оптимальної системи розробки, а також відновлення продуктивності родовищ, що знаходяться на пізній стадії експлуатації.

Розкриття продуктивної товщі горизонтальними і розгалужено-горизонтальними стовбурами свердловин збільшує площу фільтрації, виключає можливість надходження води в процесі експлуатації та воно особливо ефективно для низькопроникних колекторів, а також колекторів з вертикальною тріщинуватістю.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій, у яких започатковано розв'язання проблеми.** Основні теоретичні положення та практика застосування технології горизонтального буріння при розробці нафтових і газових родовищ висвітлені в працях ряду дослідників: Р. Г. Абдулмзітова, Ф. А. Агзамова, Ю. А. Волкова, А. М. Грігоряна, В. Г. Грігулецького, Р. Р. Ібатулліна, А. І. Ібрагімова, В. А. Іктісанова, Г. Г. Ішбаєва, В. І. Кудінова, Р. Х. Муслімова, Р. С. Хисамова, Н. І. Хісамутдінова, В. Ф. Чекушина, В. В. Черних, Х. Г. Шакірова, І. Г. Юсупова, З. А. Янгуразової, D. K. Babu, R. M. Butler, M. J. Economides, C. A. Ehlig-Economides, K. M. Giger, P. A. Goode, S. D. Joshi, F. J. Kuchuk, G. J. Lichtenberger, A. S. Odeh, R. Raghavan, R. Suprunowicz, R. K. Thambunayagam та інших.

**Виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми.** Збільшення об'ємів видобутку вуглеводнів пов'язане з введенням в експлуатацію нових площ, а також дорозробкою раніше відкритих родовищ. Вирішення цих завдань неможливо без будівництва похило-направлених свердловин, відпрацювання методик проектування та коректування їх траєкторії, вдосконалення техніки та технології направленої буріння. При проектуванні свердловин оператори все частіше закладають складні траєкторії для розкриття віддалених об'єктів, розробки декількох покладів однією свердловиною, проникнення вглиб пласта і подолання розривних порушень. Перед компанією-оператором неминуче постає питання вибору найбільш економічної технології буріння таких свердловин. Оскільки похилі та горизонтальні свердловини дорожчі за вертикальні, навіть помірне підвищення

ефективності їх проводки може забезпечити значну економію.

**Мета даної праці** – узагальнення і аналіз технологій і технічних засобів будівництва горизонтальних свердловин, що сприятиме вибору найбільш прийняттого варіанта комплектування бурового інструменту для ефективного проходження похилих і горизонтальних ділянок.

**Виклад основного матеріалу досліджень.**

На сьогодні вершиною розвитку похило-скерованого буріння є складні горизонтальні свердловини та свердловини з великим відхиленням від вертикалі.

Навмисне відхилення стовбура свердловини від вертикалі увійшло в практику в кінці 1920-х рр., коли оператори шукали способи зарізати бічні стовбури в обхід перешкодам, бурити похилі свердловини для глушіння інших свердловин і обходити наземні культурні об'єкти; технології похилого

буріння застосовували навіть для запобігання викривлення вертикальних свердловин [2].

Технологія контрольованого похилого буріння розвивалася поступово. Для відхилення компоновки низу бурильної колони (КНБК, англ. ВНА) від вертикалі в свердловину встановлювалися клинові відхилювачі (*whipstock*); буріння проводилося традиційними роторними компоновками. Принцип дії клинового відхилювача простий: він являє собою довгий сталевий клин, увігнутий з одного боку, для утримання та спрямування бурової компоновки. Клиновий відхилювач можна встановити як у відкритому, так і в обсадженому стовбурі (рис. 1). Його спускають на необхідну глибину, орієнтують на бажаний азимут, а потім закріплюють, створюючи направляючу для початку відхилення стовбура від вертикалі. Проте направлені свердловини, створені за такою технологією, часто не досягали цільових пластів, маючи значні відхилення від заданих азимутів [4].



**Рис. 1.** *Послідовність прорізання «вікна» в обсадженому стовбурі при використанні клина-відхилювача*

У неvertикальних ділянках свердловин з нахилом більше 12 градусів при необхідності подальшої зміни zenітного кута застосовувалася вибійна роторна компоновка із стабілізаторами й обважненими бурильними трубами (рис. 2), яка створює на долоті відхиляюче навантаження.

Опорна компоновка (*build assembly*) застосовується для набору кута. Внаслідок то-

го, що в такій компоновці наддолотний стабілізатор бурильної колони розташовується під декількома ОБТ, вона прагнуче нарощувати кут при наданні навантаження на долото (на рис. 3 ліворуч). У такій конфігурації ОБТ над стабілізатором згинатимуться, а наддолотний стабілізатор відіграватиме роль точки опори, штовхаючи долото до верхньої частини свердловини.

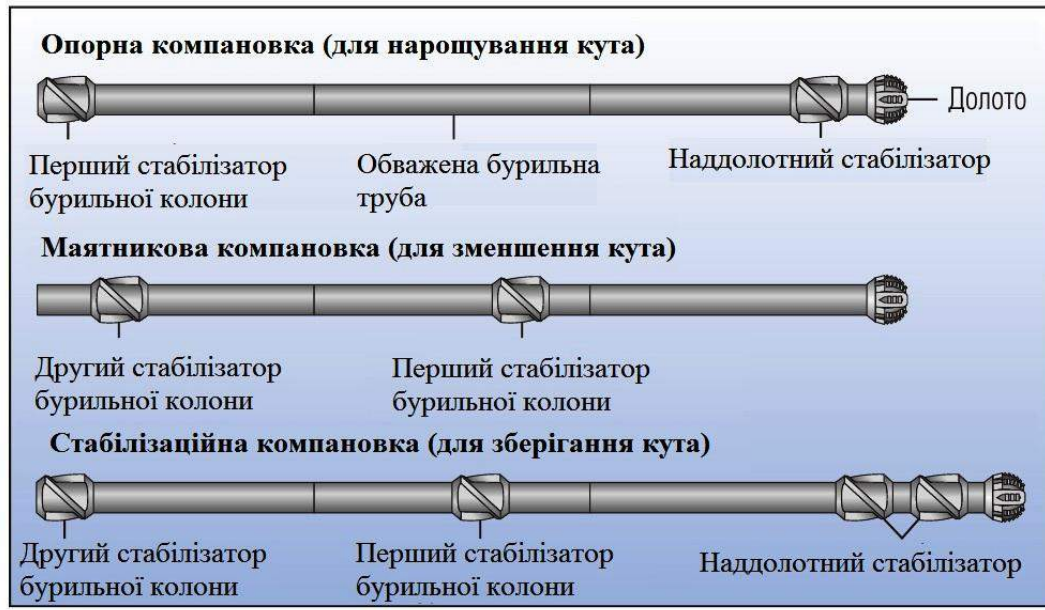


Рис. 2. Компоновки низу бурової колони для зміни нахилу свердловини

Для зменшення кута використовують маятникову (pendulum assembly) компоновку. У ній присутній один або декілька стабілізаторів; ОБТ під нижнім стабілізатором у вибійній

компоновці відіграють роль маятника, що забезпечує прагнення долота до нижньої частини свердловини під дією сили тяжіння (на рис. 3 праворуч).



Рис. 3. Використання опорної та маяткової КНБК для зміни нахилу свердловини

Для збереження набраного кута використовується стабілізована компоновка (tangent, packed assembly). У стабілізованій компоновці є декілька стабілізаторів розташованих рівномірно по всій її довжині, які служать для підвищення жорсткості компоновки.

Ранні методи дозволяли в деякій мірі контролювати нахил стовбура, проте вони практично не давали можливості керувати азиму-

том. Крім того вони були малоефективні, оскільки вимагали численних спусків і підйомів устаткування для установки клинового відхилювача або для зміни конфігурації вибійної компоновки.

З 1960-х років для направлено буріння почали застосовуватися компоновки з кривим перехідником і вибійним двигуном. Поєднання двигуна (вибійний гвинтовий двигун або тур-



бобур) і кривого перехідника дозволило набагато більш точніше контролювати напрям нахилу, ніж попередні вибійні компоновки, одночасно значно збільшивши кут можливого набору кривизни. Перші вибійні компоновки мали фіксований кут нахилу (від 0,5 до 1 градуса) [3]. Напрямок в таких компоновках задавався поворотом бурильної колони, проте для зміни кута нахилу було потрібне підняття на поверхню та заміна перехідника.

Пізніше були винайдені та впроваджені перехідники з керованим вигином (рис. 4), що задається з поверхні без підняття компоновки зі свердловини. Вони також використовувалися спільно із вибійними двигунами, утворюючи керований двигун (*steerable motor*).

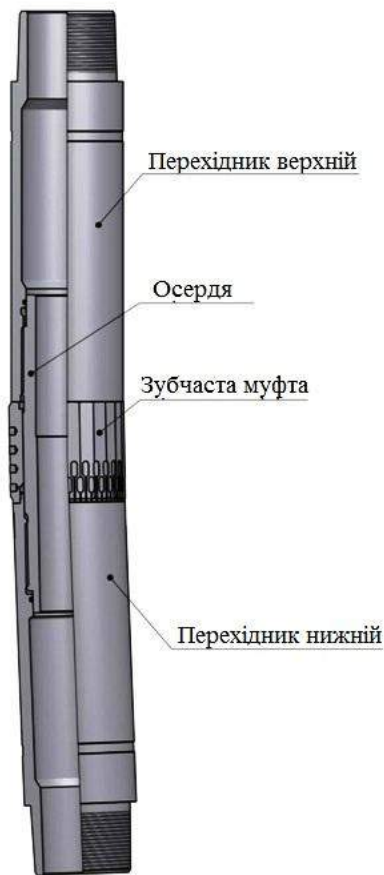


Рис. 4 Перехідник з керованим вигином

Стандартний керований двигун (рис. 5) включає силовий блок, через який закачують буровий розчин для приведення в рух ротора, що обертає несучий вал і долото. Вигин, що задається з поверхні, можна встановити в діапазоні від 0° до 4° дозволяючи направити долото під зовсім невеликим кутом відходу від осі стовбура; таке, здавалося б, незначне відхилення відіграє визначальну роль у швидкості нарощування кута. Значення кри-

визни стовбура, що задається в місці вигину, залежить від його кута, зовнішнього діаметру та довжини двигуна, місця розташування стабілізатора та розміру ОБТ відносно діаметра свердловини [5-7].



Рис. 5. Керований гвинтовий вибійний двигун

Керовані двигуни здійснюють буріння в одному з двох режимів: у обертальному та направленому (ковзаючому). При обертальному режимі роторний стіл або верхній привод бурової установки обертає всю бурильну колону для передачі зусилля на долото. У ковзаючому режимі бурильна колона не обертається; замість цього потік бурового розчину спрямовується на вибійний двигун для приведення долота у дію. У ковзаючому режимі обертається тільки долото, а частина бурильної колони, що не обертається, просто слідує за спрямовуючою компоновкою. У ковзаючому режимі поворотом колони задається азимутний кут відхилення, а зенітний кут задається вигином керованого перехідника. Вимірювання нахилу й азимута здійснюється у режимі реального часу за допомогою інструментів інклінометрії в процесі буріння, повідомляючи бурільника про всі відхилення від наміченого курсу [7].

Основними виробниками гвинтових вибійних двигунів (ГВД) на сьогодні є: російські ВАТ НВО «Бурова техніка» (минулий ВНДІБТ і Пермська філія ВНДІБТ), Кунгурський машинобудівний завод, Павлівський машинобудівний завод, ТОВ «Фірма «Радіус-Сервіс», ТОВ «Гідробур-сервіс», канадська «Wenzel Downhole Tools Ltd», американська «BICO Drilling Tools», китайська «DONGCHEN». Вибійні гвинтові двигуни фірм «Сміт Тул» і «Кристенсен» відомі під торговими марками «Дайна-Дрілл» і «Неві-Дрілл». Ведуться також промислові випробування гвинтових двигунів, розроблених фірмами «Бейкер Ойл Тулі» (США) і «Шлюмберже» (Франція) [7].

При бурінні похилих і горизонтальних ділянок стовбурів свердловин з використанням гвинтових вибійних двигунів виникають певні труднощі й ускладнення, а саме:

1. Буріння довгих горизонтальних ділянок за допомогою вибійного двигуна вкрай складне, оскільки в міру збільшення довжини ділянки контролювати положення відхилювача двигуна стає все складніше.

2. При слайдуванні (ковзанні) за допомогою ГВД бурильна колона не обертається, буровий розчин знаходиться в статичному стані, тому буровий шлам належним чином не виноситься на поверхню та може скупчуватися навколо бурильної колони, внаслідок чого відбувається прихват.

3. При проштовхуванні долота двигуном без обертання колони сила тертя збільшується.

4. При обертальному бурінні вигин бурильної компоновки примушує долото обертатися з відхиленням від осі вибійної компоновки, внаслідок чого стовбур свердловини має дещо більший діаметр і спіралеподібну канавку. Стінки стовбура виходять

шорсткішими, що підвищує крутні й осьові навантаження на бурильну колону, а також можуть викликати проблеми при спуску у свердловину устаткування закінчення – особливо на довгих горизонтальних ділянках.

Деякі з перерахованих проблем були вирішені в кінці 1990-х років із створенням роторної керованої системи (РКС). Найважливіша особливість РКС в тому, що вона забезпечує безперервне обертання бурильної труби, тим самим виключаючи необхідність ковзання в ході похило-спрямованого буріння [8]. Інструменти РКС практично миттєво реагують на команди з поверхні, коли бурильникові необхідно змінити траєкторію вибою. На ранньому етапі такі системи використовували, головним чином для буріння свердловин з великим відхиленням від вертикалі, в яких можливість протягання керованих двигунів обмежується тертям в стовбурі свердловини. Їх застосування часто забезпечувало покращену швидкість проходження і якість стовбура свердловини в порівнянні з минулими системами. Сьогодні РКС набули широкого використання завдяки можливості буріння прямолінійних свердловин, промивання стовбура та точного контролю параметрів буріння.

Роторні керовані системи за способом управління відхиленням долота щодо осі свердловини можна розділити на два основні типи [9]:

1. «Push the bit» (рис. 6) – відштовхування від стінки свердловини всієї компоновки або більшої її частини щодо осі, що викликає тиск на бічну поверхню долота в певному напрямі. До цього типу можна віднести системи «Autotrak» компанії Baker Hughes INTEQ і «PowerDrive» компанії Schlumberger.



Рис. 6. Система Push-the-bit (Xtra, X5)

2. «Point the bit» (рис. 7) – позиціонування долота. Досягається відхиленням приводного валу щодо компоновки, або зміною його кривизни, що викликає зміну кута. До цього типу можна віднести: «Geo-pilot» (рис. 8) компанії

Halliburton Sperry Drilling Services, «Wellguide» компанії Gyrodata Western Hemisphere. Також до «Point the bit» можна віднести систему «Dart» компанії Andergauge Drilling System.

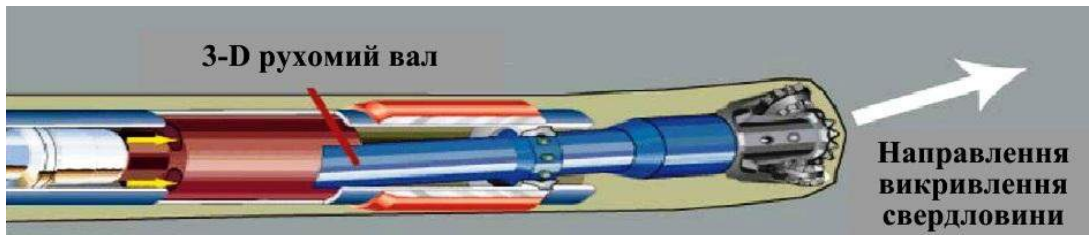


Рис. 7. Система Point-the-bit (Xceed)

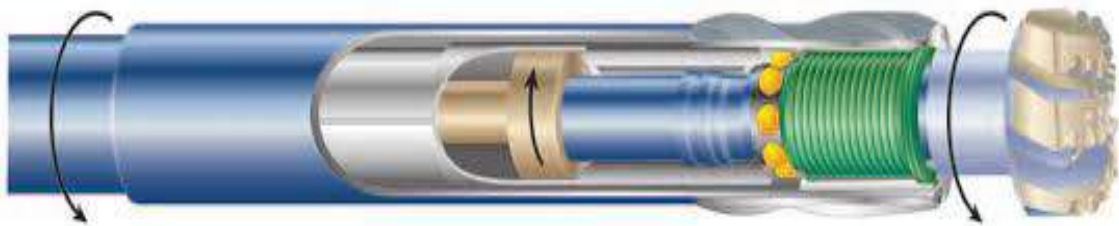


Рис. 8. Роторна керована система «Geo-pilot»

На сьогодні PowerDrive – одна із найбільш простих і надійних моделей РКС пропонувані на ринку, що підтверджується підвищеною більш ніж у три рази тривалістю напрацювання на відмову. Разом з цим ефективність системи постійно покращується. Наприклад, більш ніж у чотири рази збільшився метраж проходки за одну циркуляційну годину.

Основна, але не єдина перевага використання РКС PowerDrive X5 у порівнянні з ГВД при бурінні полягає в якості отриманого стовбура, у відсутності необхідності направленої буріння, при якому бурильна колона не обертається. Крім цього, потрібно відмітити наступні особливості, зокрема:

- краща передача та контроль навантаження і крутного моменту на долото. Можна створювати оптимальні параметри для долота, що використовується;

- відсутність звивистості стовбура. Постійне обертання бурильної колони з достатньою швидкістю призводить до ефективного переміщення шламу та винесення його на поверхню. Це особливо актуально при зенітному куті секції, що перевищує 40°;

- постійне обертання КНБК і бурильної колони відчутно зменшують ризик прихвату, особливо при бурінні по проникному пласту;

- конструкція PowerDrive X5 дозволяє пропрацювати стовбур свердловини як вниз, так і вгору;

- для живлення електроніки використовується високонадійні турбінні генератори замість батарей, що дозволяє не об-

межуватися часом буріння, по цій же причині не потрібно витрачати час на спуско-підйомні операції (СПО) для заміни батарей;

- забезпечується номінальний діаметр стовбура. Стовбур не розширюється понад номінальний діаметр, як це відбувається при бурінні в роторному режимі з ГВД;

- функція автоматичного утримання зенітного кута, дозволяє сконцентруватися на продуктивності буріння та виключити людський фактор.

Система може бути оснащена азимутальним датчиком реєстрації природного гамма-випромінювання, що дозволяє оцінювати бурими гірські породи в безпосередній близькості від долота [10].

Прикладом вдалого використання РКС PowerDrive X5 є буріння чотирьох свердловин на Південно-Хильчуюському родовищі. Для буріння з використанням РКС були вибрані свердловини з найбільшими зенітними кутами (від 50° і вище) та найбільшими відходами від вертикалі (від 1,7 тис. м і більше).

Під час буріння даних свердловин було досягнуто збільшення механічної швидкості проходки в середньому на 35%, не дивлячись на те, що вони мали великий зенітний кут прямолінійних ділянок в порівнянні зі свердловинами, пробуреними за допомогою ГВД. Це дозволило заощадити до семи днів на кожній із пробурених свердловин. На свердловині хх9 за 135,8 години буріння та 215,3 години циркуляції без ускладнень і аварій була пробурена секція діаметром 311 мм від позначки 657 м до 2,839 тис м, що

складає 2,182 тис. м по стовбуру за одне буріння. Такі показники є рекордними при бурінні свердловин у Тимано-Печерському регіоні та раніше були недосяжні [11, 12].

Великим досягненням в галузі керованих роторних систем є поява РКС PowerDrive

Archer (рис. 9) з високою швидкістю нарощування кута. Це гібридний пристрій, що поєднує в собі характеристики систем з відхиленням і спрямуванням долота [13].



**Рис. 9. Роторна керована система PowerDrive Archer**

Використовуючи РКС PowerDrive Archer, можна бурити вертикальні, викривлені та бічні ділянки свердловини за допомогою однієї і тієї ж вибіної компоновки, тим самим підвищуючи ефективність буріння, швидкість проходки та якість стовбура. А завдяки можливості відмовитися від постійної зміни режиму буріння з обертального на ковзаючий та навпаки, при бурінні за допомогою РКС знижується звивість свердловини, опір і тертя, пов'язані з низькою якістю стовбура. Це дозволяє бурити бічні стовбури більшої довжини для проникнення глибше в пласт-колектор.

Так, наприклад, фахівці Департаменту бурових робіт ВАТ «Верхньочонська нафтогаз» і Департаменту з геології та розробки родовищ компанії Schlumberger наводять такі дані для Верхньочонського нафтогазоконденсатного родовища: середня механічна швидкість проходки з використанням РКС PowerDrive Archer на чотирьох свердловинах склала 16 м/год (рекорд – 21,85 м/год), що вдвічі вище, ніж при використанні гвинтових вибіних двигунів. Це дозволило скоротити цикл буріння горизонтальних секцій на три дні – до 3,62 діб. Іншими словами, на буріння 100 м з використанням РКС потрібний удвічі менше часу – 0,65 діб замість 1,39 діб. Застосування РКС PowerDrive Archer дозволило ефективніше проводити свердловини з використанням каротажу під час буріння (КЧБ) і розміщувати їх у найпродуктивніших зонах. При цьому ефективна довжина горизонтальної секції

збільшилася більш ніж на 70% (св. 814 – 86%), тоді як на свердловинах, пробурених з використанням ГВД, цей показник складає всього 30%. В результаті, дебіти свердловин збільшилися вдвічі – до 200 – 250 т на добу (св. 814 – 290 т на добу) [12].

Використання технологій РКС і КЧБ стало одним з головних складових успішного буріння на Верхньочонському родовищі. Та якщо раніше цикл будівництва видобувних свердловин з використанням ГВД і стандартній технології похило-скеровано буріння складав в середньому 63 дні, а ефективна довжина горизонтальної секції не перевищувала 30% від її загальної довжини, то, завдяки впровадженню технологій РКС, КЧБ і геонавігації, цикл будівництва свердловини вдалося скоротити до 22,3 діб, а ефективна довжина секції збільшилася до 70%, що привело і до кратного зростання видобутку [11, 12].

Також можна навести приклад роботи компанії Ultra Petroleum родовищі сланцевого газу Марселлус (Marcellus Shale). У 2010 році компанія пробурила першу (контрольну) свердловину на родовищі Марселлус з використанням керованого об'ємного двигуна. Наступні 10 свердловин було пробурено за допомогою РКС PowerDrive Archer. У деяких з них бічний стовбур зарізали довгим поворотом на азимут 90° або більше для виходу на рівень цільового горизонту при одночасному нарощуванні кута з швидкістю до 8°/100 футів (8°/30 м) [1]. Виникнення геологічних невідношеностей біля точки входу в пласт іноді ви-

магало ухвалення корегуючих заходів, наприклад, часто було потрібно збільшити набір кривизни. За одним виключенням, свердловини, пробурені після першої, контрольної, забезпечили істотну економію часу буріння. Крім того, всі колони закінчення були спущені без надзвичайних ситуацій. Гібридна РКС також дозволила глибше проникнути у цільовий об'єкт, що привело до підвищення дебітів видобутку більш ніж удвічі [13].

Компанія Cimarex Energy Company, що здійснює розробку сланцевого родовища Вудфорд (Woodford Shale), штат Оклахома, США, для буріння викривленої ділянки свердловини «Каппус 1-22Ейч» (Karpus 1-22H) вибрала компанію Pathfinder, що належить компанії Schlumberger. Використання РКС PowerDrive при бурінні стовбура діаметром 8 3/4 дюйма з швидкістю набору кривизни 8°/100 футів дозволило операторові збільшити швидкість проходки на 80% у порівнянні зі свердловинами, пробуреними раніше за допомогою об'ємних двигунів. Висока швидкість проходки вигнутого інтервалу в поєднанні з високою швидкістю набору кривизни дозволив скоротити час буріння на 10 днів [13].

Широке застосування та еволюція РКС привела до появи моторизованих роторних керованих систем (рис. 10). Ця система використовує повністю інтегрований силовий привод, представлений високомоментним вибійним двигуном, який перетворює гідравлічну енергію розчину в механічну енергію. У поєднанні з обертанням від верхнього приводу, ця енергія збільшує потужність, що поступає на долото, що дозволяє застосовувати для направленої буріння агресивніші долота PDC (з полікристалічними алмазними вставками) й оптимально використовувати навантаження на долото, що приводить до підвищення механічної швидкості проходки та скорочення циклу будівництва свердловини.

До сьогодні із застосуванням силової РКС на Верхньочонському родовищі пробурено чотири свердловини – і нова технологія підтвердила свою ефективність. Зменшення звисості стовбура забезпечило зниження осьових і крутних навантажень, що діють на бурильну колону. Підвищені швидкості обертання на долоті та менш інтенсивне обертання бурильної колони привели до зниження рівня вібрацій в бурильній колоні та як наслідок

збільшення проходки – в середньому, на 58 %. При цьому відпрацьовані долота PDC залишилися в гарному стані, що дозволило збільшити час роботи долота та закінчувати секцію за один рейс.

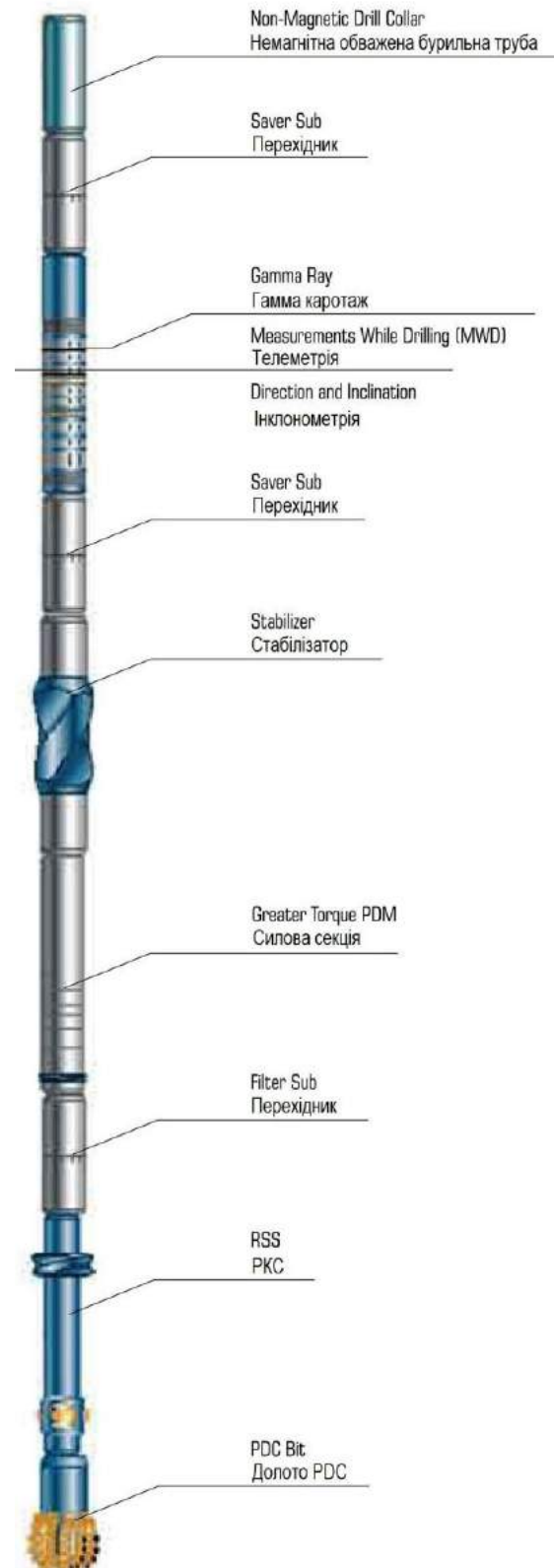


Рис. 10. Моторизована роторна керована система

Одним з найбільш важливих позитивних ефектів застосування РКС із силовою секцією є стабільність КНБК: під час буріння спостерігалися дуже слабкі вібрації за рахунок відділення поверхневого обертання від обертання на долоті. Додатковими перевагами використання моторизованого РКС стали зменшення звивистості та поліпшення очищення стовбура свердловини.

У континентальній свердловині в Австрії моторизована роторна керована система була спущена для буріння на глибині від 1 148 до 1 932 м. Швидкість проходки збільшилася з 5 м/год до 15 м/год в порівнянні з сусідніми свердловинами, в яких використовували традиційні РКС. Застосовуючи дану технологію, компанія пробурила стовбур на 132 м довше від максимально раніше досягнутого відходу, успішно виконавши всі завдання по направленому бурінню та при повному контролі напряму проводки стовбура [13, 16].

Хоча технологія роторного керованого буріння має певні переваги в порівнянні з вибійними двигунами, існують ситуації, коли останні є більш оптимальним рішенням. Також слід зазначити, що порівняльний аналіз практичного застосування РКС і вибійного двигуна не можна вважати гранично об'єктивним, так як обсяги бурових робіт із застосуванням РКС на сьогоднішній день незрівнянно менше, ніж із застосуванням вибійного двигуна [14].

Порівнюючи технології та технічні засоби будівництва горизонтальних свердловин, важливо точно оцінити економію, що отримується від використання тієї чи іншої системи з урахуванням всіх робіт, а також виходу з ладу дорогого устаткування та витрат в результаті втрати інструменту в свердловині.

#### **Висновки.**

Обґрунтований та технічно-коректний вибір технології та технічних засобів будівництва горизонтальних свердловин може значно підвищити продуктивність і знизити витрати. Вибір повинен здійснюватися виключно на основі ретельного проектування та розрахунку витрат, при цьому слід враховувати вид долота, характер породи, конструкцію обсадної колони, температуру та тиск в свердловині, технічні характеристики бурової установки й інші аспекти.

Останнє покоління роторних керованих систем забезпечує буріння таких траєкторій та відходів від вертикалі, які раніше не можна було собі уявити, паралельно знижуючи витрати та ризики буріння свердловин і

підвищуючи дебіт. Такі траєкторії свердловин постійно зростаючої складності обумовлюють нові підвищені можливості пошуку покладів та видобутку вуглеводнів.

#### **Література**

1. Освоєння нетрадиційних вуглеводнів в Україні: шляхи використання соціально-економічних переваг: навч.-наук. видання / Г. Л. Рябцев, В. В. Тертичка, С. В. Сапегін, О. В. Берданова. – К., Псіхея, 2015. – 192 с.
2. Калинин А. Г. Естественное и искусственное искривление скважин / А. Г. Калинин, В. В. Кульчицкий. – М.; Ижевск, 2006. – 640 с.
3. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, А. С. Повалихин. – М.: Недра, 1995. – 305 с.
4. Сулакшин С. С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1987. – 270 с.
5. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий; под общ. ред. доктора технических наук, профессора А. Г. Калинина. – М.: Изд. Центр-ЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.
6. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Т.3. Вертикальне та скероване буріння. / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчин, Р. С. Яремчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – 294 с.
7. Балденко Д. Ф. Винтовые забойные двигатели / Д. Ф. Балденко, Ф. Д. Балденко, А. Н. – М.: Недра, 1999. – 374 с.
8. Элизабет Хаттон, Эммануэль Регрейн. «Best of both worlds: a hybrid rotary steerable system». Русский перевод статьи // Нефтегазовое обозрение – М., 2011, 13 с.
9. Кейн С. А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учеб. пособие. – Ухта: УГТУ, 2014. – 119 с.
10. Прохоров Л. В. Преимущества и недостатки РУС. / Л. В. Прохоров, М. М. Гордеев // Oil and gas eurasia. – 2013. – №5. – С. 29 – 30.
11. Заикин И. П., Панков М. В., Исмаилов Н. А., Пушкарев С.В. Применение роторной управляемой системы PowerDrive и системы каротажа PeriScore при бурении горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С. 2 – 4.
12. Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири – Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторо-

ждения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С. 54 – 55.

13. Фелцак Э., Торре А., Годвин Н., Мантл К., Нагнатан С., Хокинс Р., Ли Ке, Джонс С., Слейден Ф. Гибридная роторная управляемая система бурения – сочетание лучшего // Нефтегазовое обозрение. – 2012. – Т.23, №4. – С. 60 – 62.

14. Калинин В. Роторные возможности управляемого бурения // Сибирская нефть. – 2012. – №9. – С. 36 – 41.

15. Kelly K. Rotary steerables. Enable extended-reach and precision control in tight zones // Oil&Gas. EURASIA. – 2012. – №6. – P. 44 – 46.

16. Matheus J., Ignova M., Hornblower P. A hybrid approach to closed-loop directional drilling control using rotary steerable systems // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21 – 23 May, Maracaibo, Venezuela. – P. 84 – 89.

*В научной работе проведен анализ технологий и технических средств строительства наклонных и горизонтальных скважин. Рассмотрен вопрос об актуальности и эффективности применения роторных управляемых систем (РУС). Проведено сравнение показателей бурения с применением РУС по сравнению с бурением аналогичных интервалов винтовым забойным двигателем. Проведенный широкий анализ опыта применения роторных управляемых систем на различных месторождениях. Сделан вывод о больших перспективах данной технологии несмотря на высокую стоимость и определённые проблемы, возникающие в осложнённых горно-геологических условиях бурения.*

**Ключевые слова:** роторная управляемая система, винтовой забойный двигатель, кривой переходник, горизонтальная скважина, клиновой отклонитель, силовая роторная управляемая система.

#### **Відомості про авторів:**

Ткаченко Микола Володимирович, асистент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: TkachenkoMykola@pntu.edu.ua.

orcid.org/0000-0002-9527-5300.

ResearcherID: P-8238-2015.

Жабський Сергій Миколайович, викладач спеціальних дисциплін, Полтавський коледж нафти і газу Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, Україна, 36023, м. Полтава, вул. М. Грушевського, 2а.

E-mail: zsm1988@pntu.edu.ua.

orcid.org/0000-0002-3687-6042.



УДК 622.242

## ВИКОРИСТАННЯ ВИБІЙНОГО БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БУРІННЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН ПРИ ЗНИЖЕНОМУ ГІДРОСТАТИЧНОМУ ТИСКУ В СТВОЛІ СВЕРДЛОВИНИ

**В. М. Савик,**

кандидат технічних наук, доцент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

**П. О. Молчанов,**

кандидат технічних наук, доцент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

**М. М. Лях,**

кандидат технічних наук, професор, кафедра нафтогазового обладнання,  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.

*В роботі виконано теоретичні дослідження з виявлення та визначення впливу найбільш суттєвих факторів і вибрано оптимальні геометричні параметри пристрою для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини, які забезпечили найвищу ефективність буріння свердловини. Теоретичні дослідження протікання активного і пасивного потоків промивальної й пластової рідини та їх суміші через конструктивні елементи обладнання дозволяють встановлювати закономірності взаємозв'язку ефективності буріння нафтових свердловин від параметрів та режимів роботи пристрою для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. На основі проведених теоретичних досліджень визначені раціональні конструктивні особливості вибійного бурового обладнання, яке входить до складу пристрою для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. Запропоновано схему розміщення наземного обладнання, яке використовується для приведення в дію вибійного бурового обладнання.*

**Ключові слова:** буріння при зниженому гідростатичному тиску, струминний насос, вибійне бурове обладнання, наземне обладнання для приведення в дію вибійного бурового обладнання.

## USE DOWNHOLE DRILLING EQUIPMENT FOR OIL DRILLING WHILE REDUCING THE HYDROSTATIC PRESSURE IN THE WELLBORE

**V. Savyk,**

Ph.D., Associate Professor, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

**P. Molchanov,**

Ph.D., Associate Professor, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

**M. Lyakh,**

Ph.D., Professor, Department of Oil and Gas Equipment,  
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas.

*In this study, we carried out theoretical studies to identify and determine the influence of the most important factors and choose the best geometrical parameters of the drilling apparatus under reduced hydrostatic pressure in the wellbore, which provided high efficiency of drilling. Theoretical studies of the flow of active and passive streams and washing liquid reservoir, and mixtures thereof through constructive elements allow setting equipment interconnection patterns oil drilling efficiency of the device parameters and operating conditions for drilling with reduced hydrostatic pressure in the wellbore. On the basis of theoretical studies of the optimal design features of downhole drilling equipment, which is part of the drilling apparatus under*



*reduced hydrostatic pressure in the wellbore. A scheme of ground placement of the equipment used to actuate downhole drilling equipment.*

**Keywords:** *drilling under reduced hydrostatic pressure jet pump, downhole drilling equipment, ground equipment to actuate downhole drilling equipment.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими або практичними завданнями.** Стан зниженого гідростатичного тиску в стволі свердловини зазвичай досягається нагнітанням агента для зменшення густини промивальної рідини, як наприклад, повітря, азоту, відпрацьованого або природного газу. При цьому газ об'єднується з промивальною рідиною і зменшує її густину, що таким чином, знижує гідростатичний тиск в кільцевому просторі між бурильною колоною і стінкою ствола свердловини. Використання газу в якості агента для зменшення густини має певні недоліки: при використанні повітря існує ризик пожеж в свердловині і проблеми корозії; при використанні інертного газу (азоту) витрати можуть бути надмірно високими. Також великі витрати на стиснення на поверхні, які потрібні при всіх видах газу [1].

Інший спосіб зниження вибірного тиску – видалення пластового флюїду зі свердловини штучним викликанням підйому за допомогою використання струминного насоса. Струминні насоси використовуються для видалення пластового флюїду зі свердловини за допомогою зниження вибірного тиску в експлуатаційних свердловинах [2].

Робилися спроби розмістити струминні насоси в бурові долота. Однак, коли струминний насос поміщений в бурове долото, буровий розчин стає робочою рідиною перед входженням в сопло струминного насоса. У цьому випадку надзвичайно висока абразивність бурового розчину викликає передчасний знос струминного насоса [3].

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на підвищення ефективності видалення пластового флюїду зі свердловини штучним викликанням підйому за допомогою використання струминного насоса.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми, на які спирається автор.** Проаналізовано роботи теоретичного та експериментального характеру стосовно сучасного рівня техніки для буріння при зниженому гідростатичному тиску у свердловині: Бойка В.С., Яремійчука Р.С., Богуславець О.М., Кривулі

С.В., Воловика Л.В., Боровікової Т.В., Мазепи Ю.І. та інших учених. Встановлено, що в них недостатньо приділяється уваги способу зниження вибірного тиску – видалення пластового флюїду зі свердловини штучним викликанням підйому за допомогою використання струминного насоса.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, яким присвячується означена стаття.** Запропонована в роботі модернізація відноситься до пристрою і способу буріння нафтових свердловин і, зокрема, до пристрою й способу буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини за допомогою штучного підйому бурового розчину і пластової рідини з використанням пристрою зі струминним насосом, прикріпленим до відрізка внутрішньої обсадної колони, з одночасним бурінням буровим долотом і бурильною колоною, яка проходить через пристрій зі струминним насосом.

Пристрій, який задовольняє вищезазначеним вимогам, відноситься до вибірного бурового обладнання для забезпечення штучного підйому бурового розчину і пластового флюїду за допомогою гідравлічного струминного насоса, прикріпленого до концентричної колони обсадних труб, і бурильної колони, що містить бурове долото і проходить через струминний насос. При такій конструкції буровий розчин і пластовий флюїд не змішуються з робочою рідиною до того часу, поки робоча рідина не пройде через сопло струминного насоса. Струминний насос сполучений з відрізком внутрішньої концентричної колони обсадних труб. Пристрій із струминним насосом містить також еластичний вкладиш, який спучується для перенаправлення потоку бурового розчину з внутрішнього кільцевого простору до горловини струминного насоса.

**Формулювання цілей статті (постановка завдання).** Модернізація вибірного бурового обладнання для збільшення ефективності буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. Для цього необхідно виконати теоретичні дослідження з виявлення та визначення впливу найбільш суттєвих факторів і вибрати оптимальні геометричні параметри пристрою для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини, які

забезпечують найвищу ефективність буріння свердловини.

**Висвітлення основного матеріалу дослідження.** В процесі буріння свердловин з аномально-низькими тисками в стволі свердловини необхідно зменшувати густину бурового розчину. При цьому гідростатичний тиск стовпа бурового розчину знижується. Якщо гідростатичний тиск стовпа бурового розчину перевищує тиск, наявний в гірських породах, то умови буріння називають бурінням при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. Коли зменшення густини призводить до гідростатичного тиску стовпа бурового розчину нижче, ніж тиск в порах гірських порід, пластові флюїди можуть потрапляти у ствол пробуреної свердловини. Буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини стало поширеним у сучасній нафтогазовій промисловості, тому що воно не дозволяє буровим розчинам проникати в навколишню гірську породу і погіршувати проникність пласта.

Стан зниженого гідростатичного тиску в стволі свердловини зазвичай досягається нагнітанням агента для зменшення густини, як наприклад, повітря, азоту, відпрацьованого або природного газу в буровий розчин, який закачують вниз бурильної колони під час процесу буріння свердловини. При цьому газ об'єднується з буровим розчином і зменшує його густину, що таким чином, знижує гідростатичний тиск в кільцевому просторі між бурильною колоною і стінкою ствола свердловини. Технологія з концентричними обсадними трубами – це поширений спосіб подачі газу до вибою свердловини за допомогою використання другої колони обсадних труб, яка підвішена в стволі свердловини всередині експлуатаційної обсадної колони. Газ проходить вниз до вибою свердловини через зовнішній кільцевий простір, утворений двома колонами обсадних труб. Буровий розчин, що подається по бурильній колоні, і пластовий флюїд об'єднуються з газом, коли він проходить вгору через внутрішній кільцевий простір між другою або концентричною колоною обсадних труб і бурильною колоною. Цей процес може бути зворотним, так щоб внутрішній кільцевий простір використовувався для нагнітання газу, а зовнішній – для відводу рідини і газу зі свердловини. Використання газу в якості агента для зменшення густини має певні недоліки. По-перше, при використанні повітря існують ризик пожеж в свердловині і проблеми корозії. По-друге, при

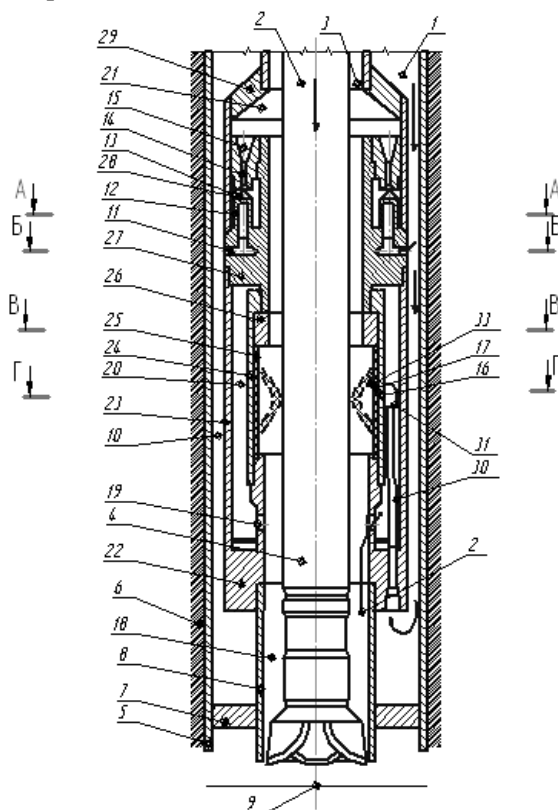
використанні інертного газу, як, наприклад, азоту, витрати можуть бути надмірно високими. У будь-якому випадку, великі витрати на стиснення на поверхні, які потрібні при всіх видах газу. Для стиснення газу використовуються компресори, які мають витрату газу 20-100 м<sup>3</sup> / год, повинні забезпечувати швидкість виходячого із свердловини потоку 15-25 м/с. Витрати енергії великі.

Наукове дослідження проведено на основі патенту [4]. Як видно на рис. 1, ствол 9 свердловини обладнаний експлуатаційною обсадною колоною 5, яка відокремлює зовнішній кільцевий простір 10 від землі 6. Пакер 7 проходить до з'єднання з експлуатаційною обсадною колоною 5. Внутрішня обсадна колона 8 концентрична з експлуатаційною обсадною колоною 5 і має діаметр менший, ніж у неї. Внутрішня обсадна колона 8 проходить вниз від поверхні і прикріплена до пакера. Внутрішня обсадна колона 8 та експлуатаційна обсадна колона 5 утворюють зовнішній кільцевий простір 10, який тягнеться до поверхні і на вибої закритий пакером 7. У зовнішньому кільцевому просторі 10 міститься робоча рідина 1, яка подається із поверхні.

У внутрішній обсадній колоні встановлена бурильна колона 4, так що утворюється внутрішній кільцевий простір 18 між бурильною колоною 4 і внутрішньою обсадною колоною 8. Буровий розчин 2 проходить з поверхні по бурильній колоні 4 до вибою ствола 9 свердловини і потім проходить вгору через кільцеву область між бурильною колоною 4 та експлуатаційною обсадною колоною 5. Коли буровий розчин досягає пакера 7, він проходить вгору через внутрішній кільцевий простір 18. Можливе зворотне проходження потоку бурового розчину 2 вздовж бурильної колони 4 по внутрішньому кільцевому простору 18.

Вибійне бурове обладнання прикріплене до внутрішньої обсадної колони 8 і розташоване над пакером 7. Використовуваний струминний насос має сопло, горловину і дифузор, який передає енергію від робочої рідини до бурового розчину і пластового флюїду для штучного підйому та видалення бурового розчину і пластового флюїду зі свердловини. При цьому зменшується гідростатичний тиск стовпа отриманої суміші в кільцевому просторі між концентричною колоною обсадних труб і бурильною колоною вище струминного насоса. Корпус 22 з впускним отвором для бурового розчину нагвинчений на внутрішню обсадну колону 8 і проходить вгору від неї. Корпус

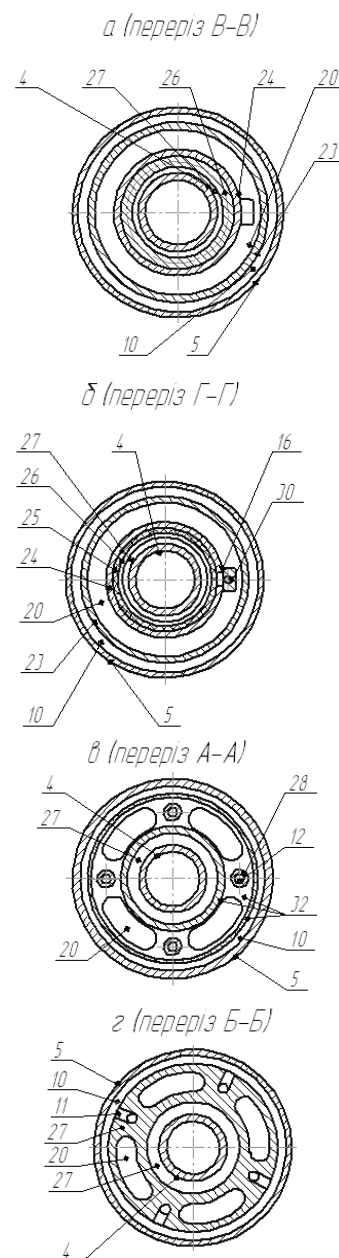
22 з впускним отвором для бурового розчину має приблизно такий же внутрішній діаметр, як і колона 8, так що при необхідності буровий розчин 2 може продовжувати проходити вгору до поверхні через внутрішній кільцевий простір 18. Крім того, корпус 22 містить впускний отвір 19 для бурового розчину, що є вікном у корпусі 22 і дозволяє буровому розчину 2 проходити в камеру 20 для бурового розчину. Камера 20 для бурового розчину являє собою кільцеву область, яка дозволяє буровому розчину проходити від впускного отвору 19 до насосної камери 13.



**Рис. 1. Пристрій для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини**

Як видно на рис. 2,а, камера 20 для бурового розчину зовні обмежена зовнішньою стінкою 23 цієї камери, яка нагвинчена на корпус 22 з отвором для бурового розчину і проходить вгору від нього. Камера 20 для бурового розчину зсередини обмежена корпусом 27 пристрою з еластичним вкладишем, внутрішньою стінкою 24 камери для бурового розчину і корпусом 32 насоса. Внутрішня стінка 24 камери для бурового розчину проходить вгору вздовж камери 20 для бурового розчину і приварена до корпусу 27 пристрою з еластичним вкладишем. Корпус 27 включає еластичний вкладиш 25 і складається з двох циліндрів біля верхньо-

го і нижнього його кінців, які мають такий же зовнішній діаметр, як і у внутрішньої поверхні внутрішньої стінки 24 камери для бурового розчину. Використовуваний тут термін «пристрій з еластичним вкладишем» означає пристрій, еластичний вкладиш якого спучується з першого положення в інше положення для дотику з бурильною колоною і відводу зворотного потоку рідини через струминний насос. Нижній циліндр корпусу 27 пристрою з еластичним вкладишем приварений до корпусу 22 з впускним отвором для бурового розчину. Верхній циліндр корпусу 27 пристрою з еластичним вкладишем приварений до внутрішньої поверхні внутрішньої стінки 24 камери для бурового розчину.



**Рис. 2. Характерні перерізи бурового вибійного обладнання**

Еластичний вкладиш 25 має циліндричну форму і з'єднаний з корпусом 27 пристрою з еластичним вкладишем (рис. 1). Еластичний вкладиш 25 має зовнішній діаметр, рівний діаметру внутрішньої поверхні внутрішньої стінки 24 камери для бурового розчину. Еластичний вкладиш 25 виготовлений з гуми, яка під час вспухування еластичного вкладиша розтягується всередину від внутрішньої стінки камери для бурового розчину до бурильної колони. У корпус 22 з впускним отвором для бурового розчину вгвинчена трубка 30 пристрою з еластичним вкладишем. Вона проходить вгору через камеру 20 для бурового розчину і вгвинчена в патрубок 31 пристрою з еластичним вкладишем. Цей патрубок приварений до внутрішньої стінки 24 камери для бурового розчину. Як видно на рис 5.1 і 5.2,б, впускний отвір 16 пристрою з еластичним вкладишем дозволяє робочій рідині 1 проходити через внутрішню стінку 24 камери для бурового розчину, розташовану між патрубком 31 і еластичним вкладишем 25. Робоча рідина 1 проходить із зовнішнього кільцевого простору 10 через трубку 30, патрубок 31 і впускний отвір 16 до еластичного вкладишу 25. Із збільшенням тиску робочої рідини 1 вона буде наповнювати зону 33 пристрою з еластичним вкладишем і еластичний вкладиш 25 буде спучуватися до того часу, поки не буде дотикатися до бурильної колони 4. Коли еластичний вкладиш 25 дотикається до бурильної колони, він відхиляє потік бурового розчину 2 у внутрішньому кільцевому просторі 18 і змушує буровий розчин проходити через впускний отвір 19 в камеру 20 для бурового розчину.

Як видно на рис. 1, корпус 32 насосної частини нагвинчений як на внутрішню стінку 24, так і на зовнішню стінку 23 камери для бурового розчину. Камера 20 для бурового розчину при своєму проходженні вгору через корпус 32 насосної частини розділяється на чотири секції, як це видно на рис. 5.3. Буровий розчин 2 проходить вгору через камеру 20 для бурового розчину і входить в насосну камеру 13. Насосна камера являє собою кільцевий простір, обмежений всередині насосом 12, а ззовні – корпусом 32 насосної частини. У насосній камері 13 буровий розчин 2 оточує насос 12 і втягується в горловину 14 під дією робочої рідини 1, що виходить з сопла 28 насоса (рис. 1).

Як видно на рис. 2,г, корпус 32 насосної частини містить чотири впускних отвори 11, які дозволяють робочій рідині 1 проходити із зовнішнього кільцевого простору 10 до насоса 12. Вибійне бурове обладнання містить чотири

насоса 12, які угвинчені в корпус 32 насосної частини. Кожен насос 12 виконаний циліндричним за формою і має сопло 28, яке жорстко з'єднане з верхнім кінцем насоса 12. Сопло 28 насоса має конічну форму з отвором в його вершині для можливості проходження потоку робочої рідини 1 з насоса 12 в горловину 14.

Як видно на рис. 3, робоча рідина 1 і буровий розчин 2 змішуються в горловині 4 з утворенням суміші 3. Потік суміші проходить вгору через горловину 4 і входить в дифузор 5, який являє собою конічний отвір в корпусі 34 дифузора, який угвинчений в корпус 32 насосної частини (рис. 1). Потік суміші 3 проходить вгору з дифузора 15 в камеру 21 для витікаючого потоку, яка являє собою кільцевий простір, обмежений зовні перехідною муфтою 29 внутрішньої обсадної колони і всередині – бурильною колоною 4. Перехідна муфта 29 внутрішньої обсадної колони вгвинчена в корпус 32 насосної частини і нагвинчена на внутрішню обсадну колону 8. Потік суміші 3 проходить з камери 21 у внутрішній кільцевий простір 32 і далі до поверхні.

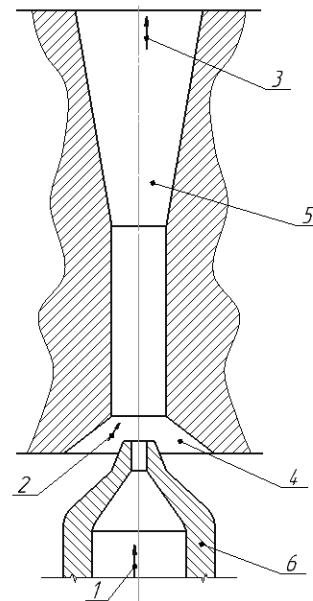


Рисунок 3 – Схема роботи струминного насоса

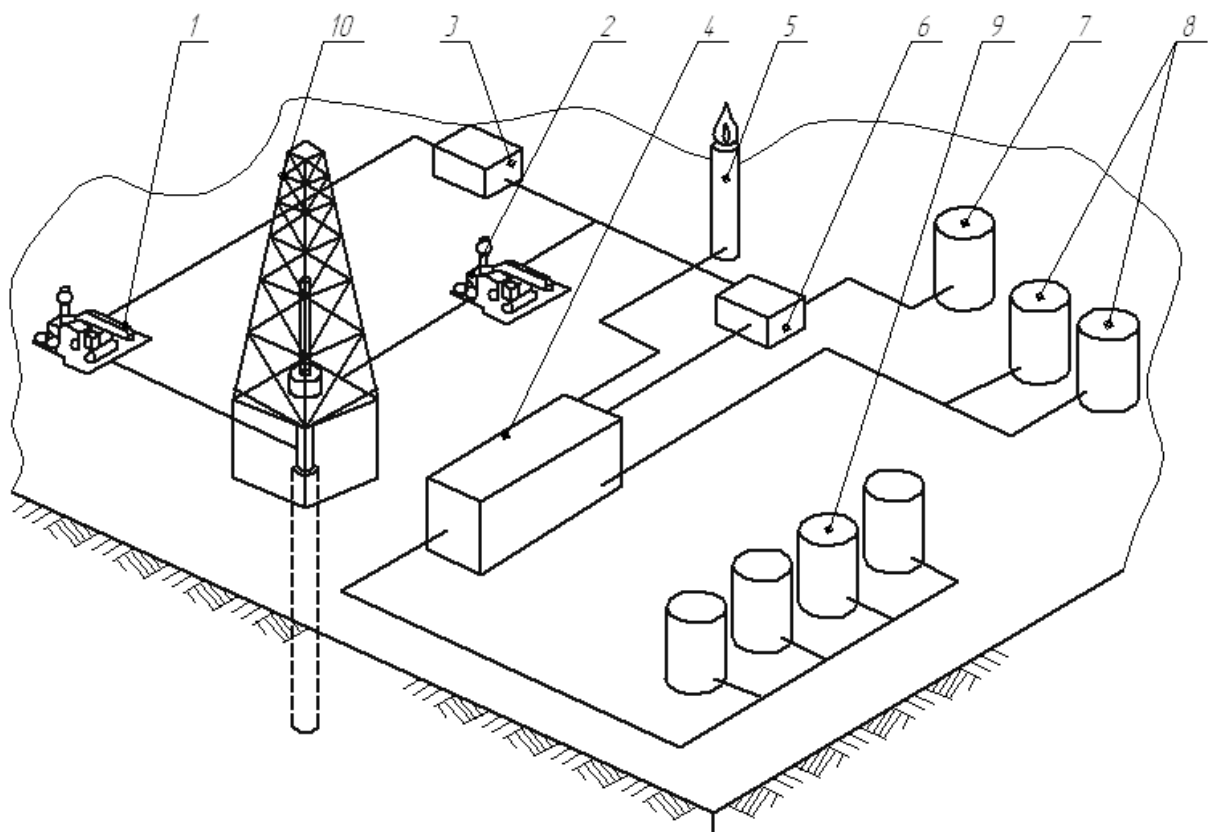
Струминний насос, який прикріплений до концентричної обсадної колони, і вибійне бурове обладнання діють так, як описано вище, тільки тоді, коли еластичний вкладиш 25 спучений так, як це показано на рис. 1. Коли еластичний патрубок 25 не спучений, буровий розчин 2 буде проходити вгору через внутрішній кільцевий простір 18, а не у впускний отвір 19 для бурового розчину. Коли буде збільшений тиск робочої рідини 1 для спучування еластичного патрубку 25 до його дотикання до бури-

льної колони 4, буровий розчин 2 більше не буде мати можливості проходити через внутрішній кільцевий простір 18, а замість цього буде продавлюватися під впускний отвір 19 для бурового розчину.

Спосіб піднімання для видалення бурового розчину і пластового флюїду 2 полягає в нагнітанні робочої рідини 1 через сопло так, щоб при виході робочої рідини із сопла створювався перепад тиску, який забезпечує втягування бурового розчину і пластового флюїду 2. Робоча рідина входить в дифузор, де об'єднується з буровим розчином і пластовим флюїдом. Коли робоча рідина об'єднується з буровим розчином і пластовим флюїдом, робоча рідина, що проходить з високою швидкістю, перетворює буровий розчин і пластовий флюїд в об'єднану суміш, що знаходиться під тиском, яка тепер має енергію для проходження до поверхні. При такому процесі зменшується тиск потоку суміші 3 унаслідок пониження гідростатичного навантаження стовпа рідини вибійним буровим обладнанням. Зниження гідрос-

татичного навантаження, в свою чергу, знижує тиск в стволі 9 свердловини нижче вибійного бурового обладнання і дає можливість пластовому флюїду із колектора проходити в ствол 9 свердловини. Цей спосіб піднімання може бути використаний під час процесу буріння свердловини.

На рис. 4 показано наземне обладнання, яке необхідне для буріння свердловини при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини з використанням концентрично розміщеного струминного насоса. Деяке обладнання, як, наприклад, бурова вежа 10, буровий насос 2, обладнання циркуляційної системи 6, таке ж саме, що застосовується при звичайних операціях буріння. Крім того, показано інше обладнання для буріння при пониженому гідростатичному тиску в стволі свердловини, як, наприклад, чотирьохфазний (нафта, вода, буровий шлам і газ) сепаратор 4, факельна стійка 5, складські резервуари 9 для нафти, резервуари 8 для попутно видобутої води та резервуари 7 для бурового розчину.



**Рисунок 4 – Схема наземного обладнання, яке використовується для приведення в дію вибійного бурового обладнання**

Додатковим наземним обладнанням, яке необхідне для роботи концентрично струминного насоса, є насос 1 для робочої рідини й устаткування 3 для її фільтрування. Необхід-

ний окремий насос для нагнітання робочої рідини вниз по кільцевому простору, адже буровий насос неможливо використовувати з двох причин. По-перше, насос для робочої рідини

повинен працювати при набагато більших тисках, ніж буровий насос. По-друге, робочу рідину необхідно фільтрувати, так щоб вона не викликала передчасну ерозію сопел в буровому вибійному обладнанні. Буровий розчин, який закачується і циркулює вниз по бурильній колоні за допомогою бурового насоса 2, містить шлам, що утворюється з пробуреної гірської породи, і тому він не є придатним для пропуску через невелике сопло струминного насоса.

Конструкція струминного насоса показана на рис. 5. Процес змішування робочої рідини і бурового розчину з пластовим флюїдом в струминному насосі з центральним струменем можна умовно поділити на дві ділянки.

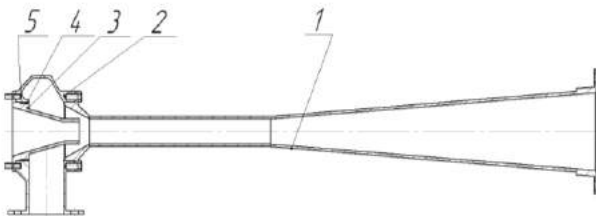


Рисунок 5 – Струминний насос СН-1

Потік бурового розчину із пластовим флюїдом подається в робочу камеру 2, а робоча рідина із більшим тиском і подачею подається через сопло 3. Протікання суміші на початковій ділянці проходить на прикладі розповсюдження затопленого турбулентного струменя. На границі затопленого струменя утворюється обширна зона змішування – турбулентний приграничний шар. Внаслідок залучення частинок рідини в приграничний шар розтікання струменя в камері змішування буде проходити не в товщині нерухомої рідини, а в попутному потоці, що відсмоктується. При цьому кут розширення струменя менший тим, чим більша швидкість потоку, що підсмоктується. Крім турбулентного приграничного шару існує ядро швидкостей рідини, що зменшується по мірі віддалення від сопла. Завдяки тому, що в приграничний шар безперервно залучаються частинки з середовища, що перекачується, загальна витрата рідини в струмені по мірі віддалення від перерізу сопла підвищується. В певному перерізі зростання приграничного шару припиняється за рахунок обмеження стінками камери змішування. Починаючи з цього перерізу припиняється залучення нових мас середовища, що переміщується, в струмінь робочої рідини. Але в цьому перерізі швидкість по радіусу розподілена не рівномірно. Тому є потреба в додатковій ділянці стабіліза-

ції в камері змішування довжиною до 6-10 діаметрів, на якій проходить подальше вирівнювання параметрів потоку.

Після вирівнювання полів тиску і швидкостей змішаний потік, що має ще більшу швидкість, потрапляє в дифузор 1, де проходить перетворення кінетичної енергії потоку в потенціальну енергію тиску.

Підсмоктування бурового розчину і пластового флюїду в струмені робочої рідини проходить в результаті взаємодії сил турбулентного тертя, що викликає появу вихрів активного і пасивного середовищ у вхідному перерізі камери змішування, де встановлюється тиск, який нижчий тиску пасивного середовища. Складання вихрового і поступального рухів рідини утворює, згідно теореми Кутта-Жуковського, підйомну силу, яка є поперечною по відношенню до напрямку поступального руху. При цьому проходить змішування активного і пасивного потоків.

**Висновки.** Проведена модернізація вибійного бурового обладнання дасть можливість збільшити ефективність буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини порівняно із використанням як робочого середовища газу, так як використання робочої рідини дозволяє уникнути недоліків, пов'язаних з газом, тим самим підвищуючи безпеку і зменшуючи витрати енергії.

### Література

1. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин. Частина 2 / Підручник для вищих навчальних закладів. У 4-х частинах. Частина 2. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2009 – 589 с.
2. Використання ежекторного пластовипробувача для освоєння та інтенсифікації роботи свердловин ДК «Укргазвидобування» / Богуславець О.М., Кривуля С.В., Воловик Л.В., Боровікова Т.В., Мазепа Ю.І. // Питання розвитку газової промисловості України : збірник наукових праць – Харків : УкрНДІгаз, 2011. – Вип. 39. – С.199 – 203.
3. Яремийчук Р.С. Создание глубоких управляемых депрессий на пласт с помощью струйных аппаратов // Нефтяное хозяйство. – № 11. – 1981. – С. 6-8.
4. Пат. РФ № 2288342. Забойное буровое оборудование с независимым струйным насосом / ХЬЮЗ В. Джеймс (US), РЕНФРО Джими Джош (US); патентообладатель: Санстоун Корпорейшн (US) – заявлено 03.09.2002; публикация 27.11.2006. – 6 с.

*В работе выполнены теоретические исследования по выявлению и определению влияния наиболее существенных факторов и выбраны оптимальные геометрические параметры устройства для бурения при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины, которые обеспечили высокую эффективность бурения скважины. Теоретические исследования протекания активного и пассивного потоков промывочной и пластовой жидкости и их смеси через конструктивные элементы оборудования позволяют устанавливать закономерности взаимосвязи эффективности бурения нефтяных скважин от параметров и режимов работы устройства для бурения при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины. На основе проведенных теоретических исследований определены оптимальные конструктивные особенности забойного бурового оборудования, которое входит в состав устройства для бурения при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины. Предложена схема размещения наземного оборудования, используемого для приведения в действие забойного бурового оборудования.*

**Ключевые слова:** *бурение при пониженном гидростатическом давлении, струйный насос, забойный буровое оборудование, наземное оборудование для приведения в действие забойного бурового оборудования.*

**Відомості про авторів:**

Савик Василь Миколайович, кандидат технічних наук, доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: savicppntu@rambler.ru.

orcid.org/0000-0002-0706-0589

Молчанов Петро Олександрович, кандидат технічних наук, доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: petja\_men@ukr.net.

orcid.org/0000-0001-5335-4281

Лях Михайло Михайлович, кандидат технічних наук, професор, професор кафедри нафтогазового обладнання, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна.

E-mail: karimat@rambler.ru.



УДК 622.276.72

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ТА ЇХ СУМІШЕЙ З ЕЛЕКТРОЛІТАМИ НА ПРОЦЕС ГІДРАТОУТВОРЕННЯ

**В. І. Дмитренко,**

кандидат технічних наук, доцент,

Вищий навчальний заклад Укоопспілки «Полтавський університет економіки і торгівлі»,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка

*На основі експериментальних досліджень виявлена можливість зниження температури гідратоутворення при використанні поверхнево-активних речовин, що представляє практичну цінність для розробки нових інгібіторів гідратоутворення та технологій антигідратного захисту в газовій промисловості.*

**Ключові слова:** гідрат, інгібітор, природний газ, гідратоутворення, бішофіт.

## THE INFLUENCE SURFACTANT AND THEIR MIXTURE WITH ELECTROLYTES ON GAS HYDRATE FORMATION

**V. Dmytrenko,**

Ph.D., Associate Professor,

Poltava University of Economics and Trade,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

*The experimental results show that the temperature hydrateformation to presence of chemical components are reduced. There results represent practical value for development of new inhibitors hydrateformation and antyhydrate technologies in a gas industry.*

**Keywords:** hydrate, inhibitor, natural gas, hydrateformation, bischofite.

### **Постановка проблеми і стан її вивчення.**

Техногенні газові гідрати утворюються в системах видобування, підготовки та транспорту газу: в привибійній зоні, в стовбурах свердловин, в шлейфах, внутрішньопромислових колекторах, в системах промислової та заводської підготовки газу, а також в магістральних газотранспортних системах. Застосування інгібіторів – технологічно гнучкий метод, який не потребує дорогого обладнання. Введення інгібітору можливе практично на будь-якій ділянці газового потоку, тому метод попередження утворення та руйнування гідратів за допомогою інгібіторів привертає особливу увагу експлуатаційників та дослідників.

В зв'язку з появою нових даних про вплив хімічних добавок на кінетику та структуру гідратоутворення, зростає інтерес до вивчення процесу з використанням сумішей термодинамічних інгібіторів гідратоутворення та поверхнево-активних речовин.

Результати досліджень важливі для розробки технологій попередження процесів гідратоутворення і оцінки їх ефективності. З іншого боку, з метою зберігання природного та інших газів, а також розділення багатокомпонентних газових сумішей може використовуватися метод переводу їх в газогідратний стан із застосуванням добавок ПАР. Поки що пропозиції про використання газових гідратів для зберігання або транспортування природного газу не знайшли промислового застосування. Однак вони інтенсивно обговорюються і складають один з найперспективніших напрямків розробки гідратних технологій для сучасної газової промисловості.

**Метою роботи** є дослідження закономірностей процесу гідратоутворення в присутності поверхнево-активних речовин та їх суміші з електролітами.

**Експериментальна частина.** Для отримання гідратів використовувався технічний



пропан (склад газу, %мол.:  $C_1$ –0,225,  $C_2$ –2,11,  $C_3$ –93,735,  $i$ - $C_4$ –2,747,  $n$ - $C_4$ –1,036,  $CO_2$ –0,147) та розчини ПАР в бідистильованій воді та бішофіті. Аналіз газу виконаний на газовому хроматографі «СХ-04ПТ»). Використання пропану в якості моделі гідратуутворюючого газу пояснюється тим, що гідрати пропану

мають такий самий тип кристалічної структури (КС-II), що і гідрати природного газу при вмісті в них пропану більше 0,2 мол.% [1]. Порівняно низькі рівноважні тиски для системи вода – гідрат – пропани дозволили легко візуалізувати процес гідратуутворення (табл. 1).

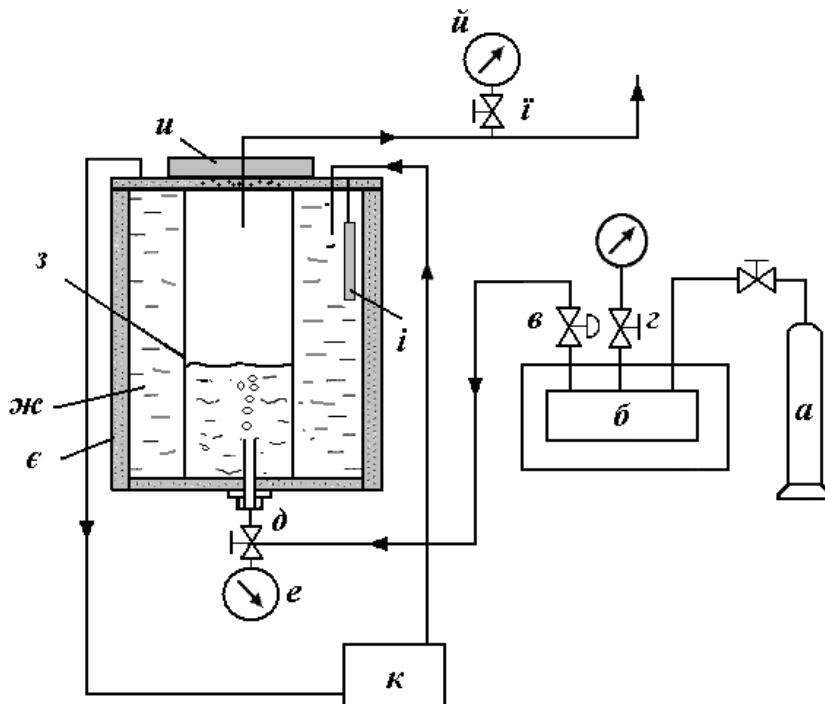
**Таблиця 1 – Квадрупольні точки для гідратів вуглеводневих компонентів природного газу**

Компонент	Q <sub>1</sub>		Q <sub>2</sub>	
	T, К	P, МПа	T, К	P, МПа
метан	272,95	2,51	-	-
етан	273,1	0,51	287,85	3,39
пропан	273,15	0,176	278,85	0,552
ізо-бутан	273,15	0,113	275,03	0,167

В якості інгібітору гідратуутворення був обраний бішофіт. Він має найвищу серед відомих інгібіторів антигідратну активність, достатньо низьку для помірного клімату України температуру замерзання ( $\approx -30^\circ C$ ), високу ефективність для попередження утворення гідратних пробок, відносно низьку вартість [2,3]. Для досліджень використали розчин природного бішофіту ( $MgCl_2$ ) Затуринського родовища. У зв'язку зі складністю отримання гідрату в присутності висококонцентрованих розчинів бішофіту через високий інгібіторний ефект ( $\Delta T \approx 26^\circ C$ ), в експериментах використані роз-

чини бішофіту 10% мас. концентрації ( $\Delta T \approx 14^\circ C$ ). В якості поверхнево-активних добавок досліджено катіоноактивну речовину КІ-1-М та амфотерну – кокаміпропілбентаїн (КАПБ).

Умови гідратовідкладення вивчали в динамічних умовах на експериментальній установці, схема якої наведена на рис. 1. Основним елементом установки є герметичний реактор, який має форму циліндричного стакану з корисним об'ємом 300 см<sup>3</sup>, виготовлений з органічного скла, що дозволило здійснювати контроль процесів всередині реактора.



**Рис. 1. Схема експериментальної установки для досліджень процесів гідратуутворення: а – балон з газом; б – буферна ємність з газом (термостатується); в, з – газовий редуктор; д – впускний кран; е, й – манометр; ж – охолоджувальна камера; з – реактор; и – кришка; і – термометр; і̇ – випускаючий кран; к – холодильник.**

В реактор заливали розморожену охолоджену досліджувану рідину з кристаликами твердої фази. Газ із балону через випускний кран під тиском 0,4 МПа подавали до реактора і випускали під тиском 0,35 МПа при заданій температурі. Температурний режим в камері був створений та регулювався охолоджувальною рідиною, яка подавалась в рубашку реактора.

Експеримент закінчувався, коли вся рідина в реакторі переходила в тверду фазу, фіксували умови та час гідратоутворення.

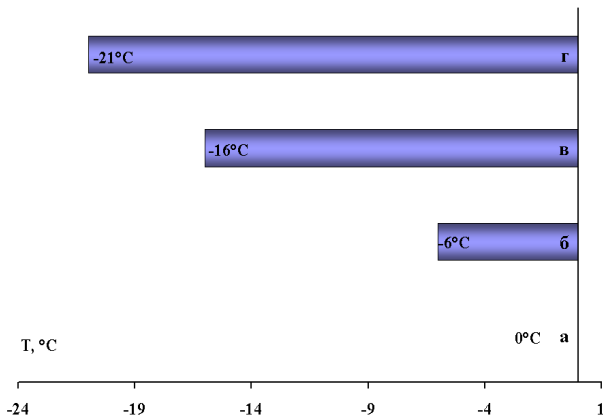
### Результати та обговорення

Відомо, що добавки ПАР концентрацією 0,1 % не змінюють рівноважні умови гідратоутворення газів [4-6]. Висновок впливає з того факту, що поверхнево-активні речовини в малій концентрації не можуть помітно вплинути на хімічний потенціал води в розчині, який визначається як :

$$\mu = \mu_0 + RT \ln(1 - x)$$

де  $\mu_0$  – хімічний потенціал чистої води,  $x$  – мольна частка ПАР в розчині.

Для з'ясування характеру процесу гідратоутворення в процесах видобування та підготовки газу визначені температура утворення гідрату ( $p = \text{const}$ ) в динамічних умовах при дії дистильованої води, водних розчинів ПАР 0,1 % мас., розчину бішофіту 10 % мас. та суміші бішофіту 10 % мас. з ПАР 0,1 % мас.

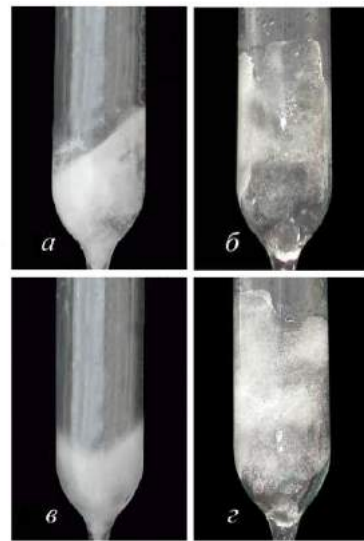


**Рис. 2.** Температура відкладення гідрату пропану в динамічних умовах  $P=0,4$  МПа в присутності різних рідин: а – дистильована вода, б – водний розчин ПАР 0,1 % мас., в – розчин бішофіту 10 % мас., г – розчин бішофіту 10 % мас. з добавкою ПАР 0,1 % мас.

Тип формування гідратів у присутності ПАР повністю відрізнявся від контрольного дослідження. Так, в присутності ПАР гідрат формувався на поверхні розчину та на стінках реактору (рис. 3). В контрольному досліді з дисти-

льованою водою гідрат утворювався як суцільне тіло у всьому об'ємі реактора зайнятого рідиною. Аналогічний гідрат одержали з бішофіту. Добавка ПАР 0,1 % мас. дозволила знизити температуру гідратоутворення на 6 °C (рис. 2).

Отримані результати свідчать не про уповільнення гідратоутворення, а про зниження швидкості гідратовідкладення. Пухкі гідрати, які утворюються в присутності ПАР є зародками процесу гідратоутворення, виносяться потоком газу, чим пояснюється видиме зниження температури гідратоутворення.



**Рис.3** Гідрат в системі ПАР – бішофіт/вода-пропан: а – гідрат пропану отриманий з води; б – гідрат пропану отриманий з розчину ПАР 0,1% мас.; в – гідрат пропану отриманий з бішофіту 10 % мас.; г – гідрат пропану отриманий з розчину бішофіту 10 % мас. з добавкою ПАР 0,1% мас.

Дані закордонних вчених про вплив ПАР на гідратоутворення метану [7,8], етану, природного газу дозволили вважати, що встановлені нами особливості утворення гідратів пропану в присутності ПАР мають загальний характер і підтвердили правильність зробленого вибору на користь пропану для моделювання процесу гідратоутворення.

Таким чином, на основі експериментальних досліджень виявлена можливість зниження температури гідратоутворення при дії хімічних добавок, що становить практичну цінність для розробки нових інгібіторів гідратоутворення та технологій антигідратного захисту в газовій промисловості. Лабораторні експерименти з визначення антигідратних властивостей інгібіторів є важливою стадією при розробці інгібіторів гідратоутворення та технологій антигідратного захисту в газовій промис-

ловості. Незважаючи на складність точного відтворення технологічних умов процесу гідратуутворення на стадії лабораторних експериментів, за умови грамотного методологічного підходу до постановки експерименту, можна виявити та підібрати реагенти комплексного інгібітору гідратуутворення та гідратовідкладення, оптимальні за своїми захисними та технологічними властивостями для захисту конкретного газопромислового об'єкту.

#### **Висновки:**

1. В присутності поверхнево-активних речовин КІ-1М та КАПБ утворюються пористі гідрати.
2. Додаток поверхнево-активних речовин КІ-1М та КАПБ до розчину бішофіту дозволяє знизити температуру гідратовідкладення на 6 °С в динамічних умовах.

#### **Література**

1. Истомин В. А. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. – М. : Недра, 1992. – 236 с.
2. Андрущенко Ф. К. Растворы электролитов как антигидратные ингибиторы / Андрущенко Ф. К., Васильченко В. П., Шагайденко В.И. – Харьков : Выща школа, 1973. – 38 с.

*На основе экспериментальных исследований выявлена возможность снижения температуры гидратообразования при использовании поверхностно-активных веществ, что представляет практическую ценность для разработки новых ингибиторов гидратообразования и технологий антигидратной защиты в газовой промышленности.*

**Ключевые слова:** гидрат, ингибитор, природный газ, гидратообразования, бишофит.

#### **Відомості про автора:**

Дмитренко Вікторія Іванівна, кандидат технічних наук, доцент, Вищий навчальний заклад Укоопспілки «Полтавський університет економіки і торгівлі», доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: DmytrenkoViktoriya@pntu.edu.ua.

orcid.org/0000-0002-1678-2575.

3. Истомин В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. – М. : ООО «ИРЦГазпром», 2004. – 506 с.
4. Experimental determination of methane hydrate dissociation curve up to 55 MPa by using a small amount of surfactant as hydrate promoter / P. Gayet, C. Dicharry, G. Marion [et al.] // Chemical engineering science. – 2005. – V. 60, № 21. – P. 5751-5758.
5. Zhong Y. Surfactant effects on gas hydrate formation / Y. Zhong, R. E. Rogers // Chemical Engineering Science. – 2000. – V. 55, № 19. – P. 4175-4187.
6. Karaaslan U. Surfactant as hydrate promoters? / U. Karaaslan, M. Parlaktuna // Energy & Fuels. – 2000. – V. 14, № 5. – P. 1103-1107.
7. Formation and dissociation studies for optimizing the uptake of methane by methane hydrates / D. D. Link, P. E. Ladner, H. A. Elsen [et al.] // Fluid Phase Equilibria. – 2003. – V. 211, № 1. – P. 1-10.
8. Experiments on fast nucleation and growth of HCFC141b gas hydrate in static water columns / J. Li, K. Guo, D. Liang [et al.] // International Journal of Refrigeration. – 2004. – V. 27, № 8. – P. 932-939.



УДК 622.73

## ЭНЕРГОЕМКОСТЬ РАЗРУШЕНИЯ ГЕТЕРОГЕННЫХ СРЕД ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДАХ НАГРУЖЕНИЯ

**Л. Ж. Горобец,**

доктор технических наук, профессор,  
Государственное высшее учебное заведение  
«Национальный горный университет».

*Изучено применение метода предельного неравнокомпонентного деформирования для расчета энергетических параметров разрушения и диспергирования геоматериалов. Установлено влияние концентрации напряжений при одноосном и объемном нагружении пород и минералов на энергоемкость разрушения. Даны рекомендации рациональных видов нагружения квазихрупких и квазипластичных природных сред.*

**Ключевые слова:** нагружение сжатием, концентрация напряжений, диспергируемость геосред.

## ЕНЕРГОЄМНІСТЬ РУЙНУВАННЯ ГЕТЕРОГЕННИХ СЕРЕДОВИЩ ПРИ РІЗНИХ ВИДАХ НАВАНТАЖЕННЯ

**Л. Ж. Горобец,**

доктор технічних наук, професор,  
Державний вищий навчальний заклад  
«Національний гірничий університет»

*Вивчено використання методу поза межної нерівнокомпонентної деформації для розрахунку енергетичних параметрів руйнування і диспергування геоматеріалів. Встановлений вплив концентрації напружень при одноосному і об'ємному навантаженні порід і мінералів на енергоємність руйнування. Надані рекомендації раціональних видів навантаження квазікрихких і квазіпластичних природних середовищ.*

**Ключові слова:** навантаження стискуванням, концентрація напружень, диспергованість геосередовищ

**Постановка проблемы.** Снижение энергоемкости разрушения природных гетерогенных материалов в процессах бурения, добычи, дробления и измельчения весьма актуально и возможно на основе изучения изменений удельных энергозатрат в зависимости от вида нагружения разрушаемого объекта и способа оценки энергоемкости, в частности, по эффектам дробимости, измельчаемости, диспергируемости геосреды.

**Анализ последних исследований и публикаций.**

Известно, что эффекты дезинтеграции и диспергирования сопровождают любые процессы разрушения гетерогенной среды. На всех микро- и макромасштабных уровнях разрушения имеет место пространственная орга-

низация иерархической системы структур фрагментирования. Со степенью раздробленности горного массива связывают свойство сейсмичности, а распределение по размерам образующихся трещин сопоставляют с распределением по размерам структурных элементов горных пород. Как установлено [1-3], очаг разрушения нагружаемой геосреды на стадии предельного деформирования представляет собой не отдельную трещину, а объемный объект с измененной структурой вещества в результате дробления зерен минералов на более мелкие фракции. Процесс диспергирования нагружаемой среды реализуется, проходя различные стадии в очагах разрушения (зонах трещинообразования) путем формирования и

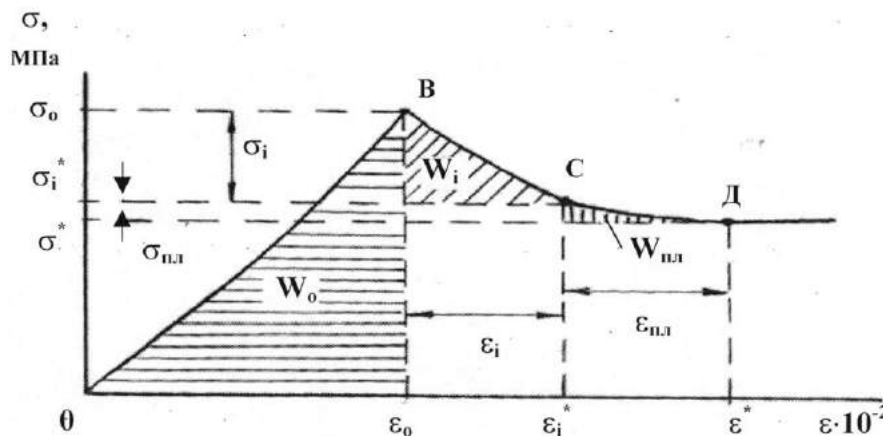
роста микротрещин, а затем образования тонкодисперсных фрагментов и отдельностей.

По современным физическим представлениям разделение деформируемого тела на изолированные фрагменты (отдельности) происходит на стадии авторезонанса – стадии свободного разрушения за счет работы диссипативных сил (без подвода энергии извне). Эффекты разрушения нагружаемой среды формируются в зависимости от уровня критической плотности энергии  $W_V$  – энергетического порога разрушения, при переходе через который срабатывает спусковой механизм высвобождения накопленной энергии с образованием отдельностей и тонких частиц. Для различных процессов и технологий разрушения подтверждается закономерность проявления *динамического размерного эффекта* ( $W_V d \cong const$ ), отражающая постоянство произведения критической плотности энергии  $W_V$  в разрушаемом объекте на его размер  $d$  [4, 5].

Исследования показали, что для прогнозной оценки энергозатрат на разрушение гетерогенных сред полезен метод нагружения объемным сжатием модельных образцов на установке неравнокомпонентного трехосного сжатия (УНТС), разработанной А.Д. Алексеевым [6]. Установка позволяет четко и последовательно фиксировать главные особенности ди-

намической стадии разрушения горных пород: релаксацию напряжений и дилатансию (разуплотнение). Информацию об энергетике разрушения содержит *запредельная стадия деформирования* нагружаемого образца после достижения максимальной прочности, поскольку на этой стадии реализуется отклик нагруженной системы на полученную энергию, в частности, в виде релаксации напряжений с раскрытием очагов разрушения, содержащих отдельности и тонкодисперсные фрагменты минералов.

**Выделение не решенных ранее частей общей проблемы, которым посвящена статья.** Рассмотрим показатели, параметры и их соотношения для оценки уровня накопленной упругой энергии к моменту разрушения геосред с учетом информации о стадии запредельного деформирования объемным сжатием. На рис. 1 приведена принципиальная диаграмма  $\sigma(\varepsilon)$  распределения напряжений  $\sigma$ , деформаций  $\varepsilon$  и энергозатрат  $W$  при объемном нагружении образца гетерогенной среды [1]. На диаграмме обозначены: предел прочности  $\sigma_0$ , остаточная прочность  $\sigma^*$ , деформации  $\varepsilon_0$  и  $\varepsilon^*$ , отвечающие переходу к разупрочнению и остаточной прочности.



**Рис. 1. Диаграмма  $\sigma(\varepsilon)$  распределения напряжений, деформаций и энергозатрат ( $W_0$ ,  $W_i$ ,  $W_{nl}$ ) при объемном нагружении модельного образца**

Полная диаграмма деформирования  $\sigma(\varepsilon)$  трехосным неравнокомпонентным сжатием исследуемого материала строится на основе установленных зависимостей между усилиями по трем осям нагружения модельных образцов и получаемыми смещениями по тем же осям. В методике применяется следующая схема пропорционального объемного нагружения: модельный образец (в форме куба объемом 120

см<sup>3</sup>) доводится до максимального напряжения  $\sigma_1$ , а затем разгрузкой по оси  $\sigma_3$  – до потери максимальной сопротивляемости:  $\sigma_1 = \max$ ,  $\sigma_2 = 0,3\sigma_1$ ,  $\sigma_3 = \sigma_1/K$ , ( $K$  – коэффициент концентрации напряжений,  $K = 2; 5$ ) [7, 8]. Программа трехосного неравнокомпонентного сжатия с последующей разгрузкой по одному из главных направлений напряжения соответствует в

наибольшей степени условиям инициирования саморазрушения угля и пород в забоях шахт.

На рис. 2 и 3 сопоставлены экспериментальные диаграммы природных материалов с

различными физико-механическими свойствами и различной реакцией за пределом прочности: уголь, тальк, песчаник выбросоопасный (ВО) и невыбросоопасный (НВО).

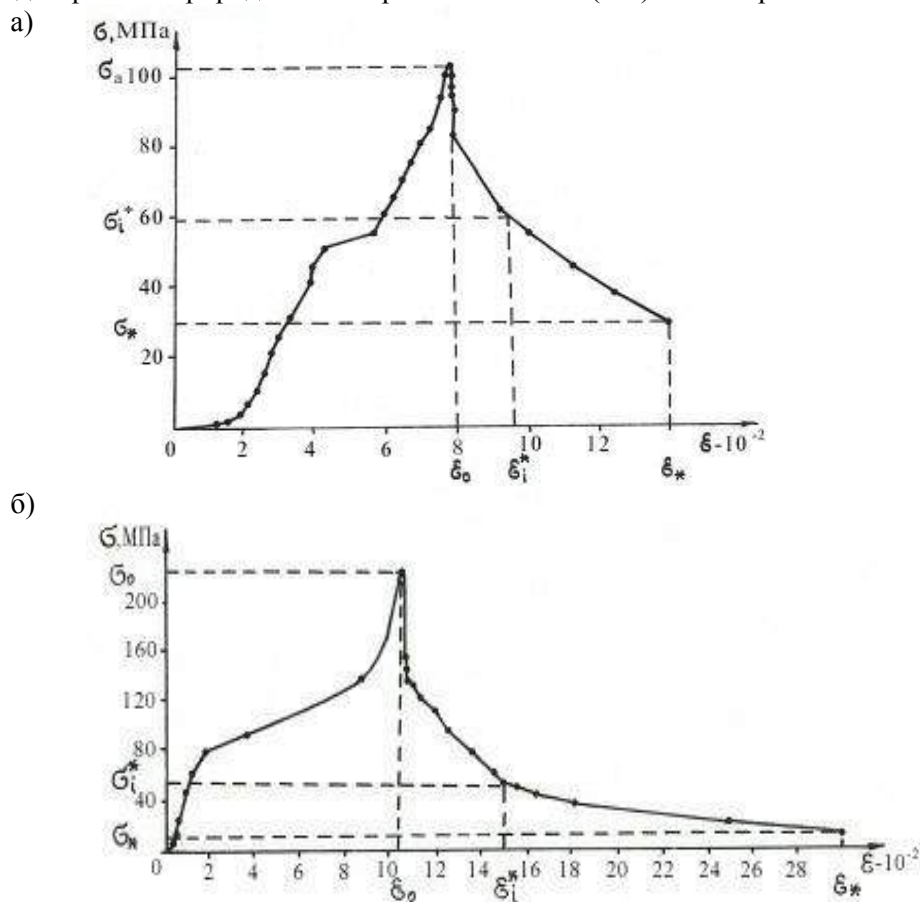


Рис. 2. Диаграммы деформирования образцов угля (а) и талька (б) в режиме трехосного неравнокомпонентного сжатия

Диаграмма рисунка 2а иллюстрирует стадийный характер деформирования материала. Начальный участок малой протяженности обусловлен исходной дефектностью структуры среды, следующие стадии характеризуют упругое и неупругое деформирование, далее начинается запредельная стадия с релаксации напряжений после достижения максимальной прочности ( $\sigma_0$ ). За зоной релаксации напряжений (вертикальный участок графика) наблюдается область интенсивного разрушения ( $\sigma_0 - \sigma_i^*$ ), т.е. стадия быстрой разгрузки напряжений с максимальным модулем (крутизной) спада графика  $\sigma$ - $\epsilon$ , разрыхлением структуры, образованием тонких фрагментов и частиц. Эта запредельная часть диаграммы отражает стадию саморазрушения (свободного разрушения), происходящего в эксперименте нередко взрывоподобно. В этой связи при нагружении образца высоким давлением особое внимание отводится развитию и контролю эффектов диспергирования, при котором реализуется

наиболее резкий прирост деформаций, усиление дилатансии с динамическим характером саморазрушения.

Участок саморазрушения-диспергирования на схеме рис. 1 обозначен интервалом ВС - от  $\sigma_0, \epsilon_0$  до  $\sigma_i^*, \epsilon_i^*$ . Чем круче модуль спада запредельного участка разгрузки напряжений (от  $\sigma_0, \epsilon_0$  до  $\sigma_i^*, \epsilon_i^*$ ), тем ближе механизм разрушения к хрупкому (удароопасному, выбросоопасному) варианту. У квазипластичных материалов (рис. 2 б) за стадией саморазрушения следует отчетливо выраженная стадия пластического деформирования (с малым модулем спада), в процессе которой происходит сдвиг, трансляция и ротация обломков и отдельных частей, завершающаяся состоянием остаточной прочности ( $\sigma^*, \epsilon^*$ ). Для природных сред с хрупким механизмом разрушения (песчаник ВО) (см. рис. 3) запредельный участок пластического деформирования на диаграмме  $\sigma(\epsilon)$  может практически отсутствовать.

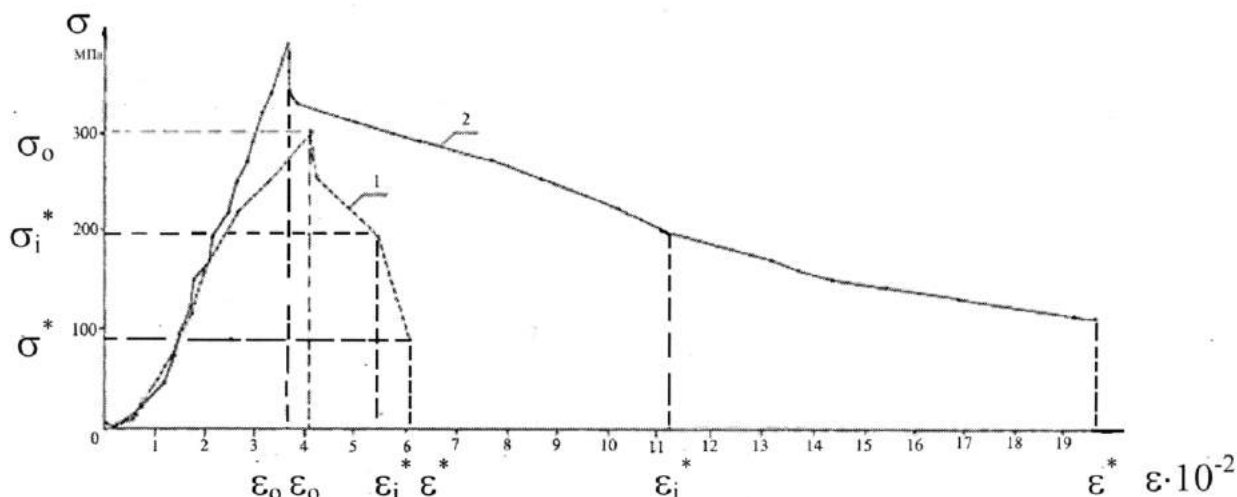


Рис. 3. Диаграммы деформирования в режиме трехосного неравнокомпонентного сжатия песчаника выбросоопасного (ВО) (1) и невыбросоопасного (НВО) (2)

Существенные отличия в запредельных параметрах нагружения дают основание для сравнительной оценки склонности гетерогенной среды к хрупкому (динамичному) или пластичному механизму разрушения с применением характеристик плотности энергии [9, 10]. Заштрихованные области на схеме рис. 1 характеризуют уровень плотности накопленной и реализованной энергии на стадиях диспергирования и дробления.

Расчет параметров динамичности (диспергируемости)  $K_D$  и пластичности  $K_{nl}$  разрушения проведем по опытным данным плотности энергии на различных стадиях допредельного ( $W_o$ ) и запредельного ( $W_i$ ,  $W_{nl}$ ) деформирования:

$$K_D = \frac{W_o + W_i}{W_o}; K_{nl} = \frac{W_o + W_{nl}}{W_o}, \quad (1)$$

где  $W_o$ ,  $W_i$ ,  $W_{nl}$  - компоненты плотности энергии соответственно в зонах действия упругих напряжений  $W_o$ , само-разрушения-диспергирования  $W_i$  и пластического деформирования  $W_{nl}$  ( $W_o = \sigma_o \varepsilon_o / 2$ ;  $W_i = \sigma_i \varepsilon_i / 2$ ;  $W_{nl} = \sigma_{nl} \varepsilon_{nl} / 2$ ).

Расчет параметров  $K_D$  и  $K_{nl}$  с применением предложенной методики открывает возможность экспериментальной оценки степени динамичности или пластичности разрушения и в результате позволит выявить категорию диспергируемости геосред.

**Целью работы** является обоснование рационального способа нагружения гетерогенных материалов с позиций снижения энергоемкости разрушения и измельчения в технологических процессах их переработки. При этом изучались различные подходы к оценке удельных энергозатрат (на единицу объема

или образованной поверхности разрушенного продукта) при нагружении различными вариантами сжатия (одноосное, объемное осесимметричное и неравнокомпонентное) с учетом природных свойств (хрупкости, пластичности разрушения и диспергируемости).

**Основной материал исследования.** Рассмотрим возможные показатели энергозатрат на разрушение и диспергирование геосреды. Эффекты диспергирования на практике оценивают величиной образованной удельной поверхности  $\Delta S/V$  и параметром  $\varepsilon_V = \Delta V/V$  - объемной долей  $\Delta V$  тонких фракций в разрушенном продукте ( $V$  - объем разрушаемого образца). В условиях сжатия долю  $\Delta V$  образующихся тонкодисперсных фракций можно оценить величиной относительной деформации  $\varepsilon$  трещинообразования:  $\Delta V = \varepsilon V$ . При одноосном сжатии величина  $\varepsilon$  сопоставима с деформацией  $\varepsilon_o$  на пределе прочности ( $\varepsilon \approx \varepsilon_o$ ), а при объемном - с величиной  $\varepsilon_i$  запредельной деформации, обусловленной саморазрушением-диспергированием среды ( $\varepsilon \approx \varepsilon_i$ ).

Исследования показали, что с ростом деформации ( $\varepsilon_o$ ,  $\varepsilon_i$ ) при разрушении наблюдается в продукте повышенное содержание  $\beta$  мелких фракций (менее малых сотен мкм) и увеличение удельной поверхности  $\Delta S/V$ :  $\Delta S/V = (S - S_o) / V$ ;  $\Delta S = (S - S_o)$ ,  $S_o$  и  $S$  - площадь поверхности объекта до и после разрушения. Удельная поверхность  $\Delta S/V$  разрушенного продукта возрастает пропорционально средней  $W_V$  и локальной  $W_{\Delta V}$  плотности энергии, запасенной при нагружении объекта [11, 12]:

$$\begin{aligned} \Delta S/V &\approx (W_V \eta) / \gamma, \\ \Delta S/V &\approx (W_{\Delta V} \varepsilon_i \eta) / \gamma, \end{aligned} \quad (2)$$

$$W_V = \sigma_0 \varepsilon_0 / 2;$$

$$W_{\Delta V} = W_V / \varepsilon_i = \sigma_0 \varepsilon_0 / 2 \varepsilon_i,$$

где  $\gamma$  - удельная поверхностная энергия,  $\eta$  - к.п.д. диспергирования.

Физическую основу измельчения составляют естественно элементарные акты разрушения – необратимые разрывы межатомных связей вещества. Произведем расчет плотности энергии  $W_V$  в элементарном разрыве межатомных связей ( $l \cong a = 10^{-10}$  м), с учетом осуществления диспергирования путем перекачки упругой энергии кристаллической решетки в акустическую энергию. Практическую оценку удельного расхода энергии  $\gamma_S$  на образование новой поверхности называют *эффективной поверхностной энергией*. Согласно теории предразрушения [1, 12] *эффективная*  $\gamma_S$  и *теоретическая*  $\gamma$  величины поверхностной энергии ( $\gamma = 1-10$  Дж/м<sup>2</sup>) связаны формулой:

$$\gamma_S \cong \gamma N \frac{\lambda_D}{a} = 2,6 \times (10^2 - 10^3) \text{ Дж} / \text{м}^2, \quad (3)$$

где  $\lambda_D/a$  – дискретно-волновой критерий разрушения;  $\lambda_D/a = 2,1-3,1$ ; (средняя величина – 2,6),  $\lambda_D$  - наименьшая длина упругой волны при разрывах межатомных связей,  $l$  – длина разрыва,  $a$  – кратчайшее расстояние между атомами;  $N = \gamma a^2 / h v_m$  - число фононов, участвующих в выбросе атомов из узла решетки;  $N \cong c/V_B = 10^2$ ;  $v_m = c/a$  - максимальная частота тепловых колебаний атомов,  $h$  - постоянная Планка;  $c$  - скорость звука,  $V_B = h/ma$  - критическая скорость частиц, величина которой для большинства твердых тел составляет  $V_B / c = 10^{-3}-10^{-2}$ ;  $m$  - масса атома. Свежеобразованная удельная поверхность в элементарном акте разрушения составит  $\Delta S/V \cong a^2/a^3 \cong 1/a = 10^{10}$  м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>. Таким образом, согласно теории средняя плотность энергии, необходимая для разрыва межатомных связей, составит величину:  $W_V = \gamma_S / a = 2,6 \cdot (10^6-10^7)$  МДж/м<sup>3</sup>.

На рис. 4 приведена экспериментальная зависимость параметра дисперсности  $\Delta S/V$  от величины  $W_V$  критической плотности энергии при разрушении, где отмечен пунктиром диапазон расчетных значений [1].

Соответствие расчетных и опытных данных общей закономерности  $\Delta S / V = f(W_V)$  для различных видов материалов подтверждает правильность исходных теоретических предпосылок. Практически установлено [1, 13], что применение высокочастотных, энергонапряженных режимов обработки минерального сырья в различных технологиях обеспечивает интенсивное разрушение струк-

туры вещества с ростом количества  $\Delta V/V$  тонких фракций (менее 100 мкм) и их удельной поверхности  $\Delta S/V$ .

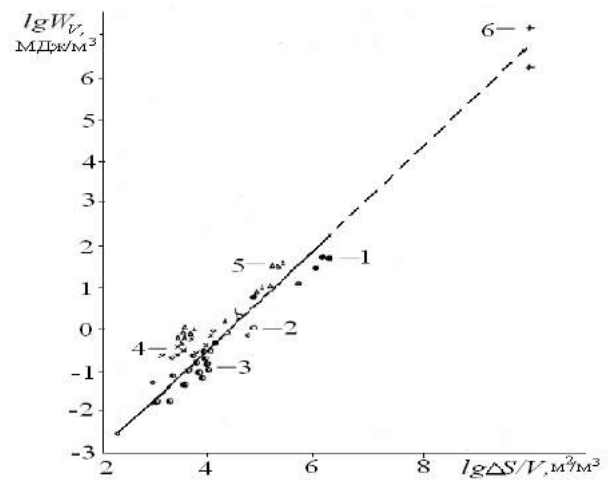


Рис. 4. Связь критической плотности энергии  $W_V$  и образованной удельной поверхности  $\Delta S/V$  при разрушении материалов:

1 – стеклянные шарики; 2 – уголь; 3 – антрацит; 4 – габбро; 5 – железная руда; 6 – разрыв межатомной связи (теория).

Размеры объектов: 1 – 0,04-1 мм; 2 – 50-60 мм; 3 – 10-20 мм; 4 – 3 мм; 5 – 1-6 мм; 6 –  $10^{-10}$  м.

На рис. 5 отражено влияние динамичности разрушения свободным ударом железной руды крупностью 10-14 мм в диапазоне изменения скорости порядка сотен метров в секунду.

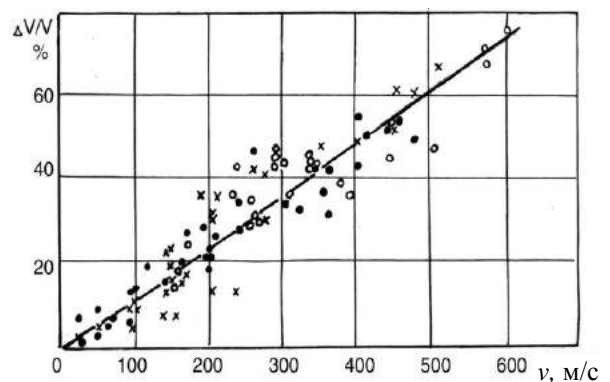


Рис. 5. Влияние скорости удара  $v$  на количество  $\Delta V/V$  тонкодисперсных фракций (менее 74 мкм) при разрушении железной руды.

Исходная крупность частиц  $d$  (мм):  
o - 14 мм; x - 12 мм; • - 10 мм

Анализ диаграмм объемного нагружения модельных образцов геосред показал, что запредельная стадия включает три составляющие, принципиально отличающиеся фазами разрушения и эффектами дезинтеграции: 1) релаксацию напряжений («акустическое затишение» [1,7]) с *микродиспергированием*, 2) само-



разрушение с быстрой разгрузкой напряжений и *макродиспергированием*, 3) разрушение с пластическим деформированием и дроблением. На основе аналогии между запредельной стадией быстрой разгрузки напряжений и процессом диспергирования возможно определение величины  $\gamma$  удельной поверхностной энергии, как энергетической оценки способности материала к диспергированию.

Удельная энергия  $\gamma$  для образования единицы поверхности  $\Delta S$  определяется по величине энергии  $W_i V_i$ , накопленной в объеме  $V_i$  трещинного заполнителя ( $V_i = \varepsilon_i V$ ) очага разрушения:

$$\gamma \cong \frac{W_i V_i}{\Delta S} \cong \frac{W_i \varepsilon_i}{\Delta S / V} = \frac{W_{\Delta V} \varepsilon_i}{\Delta S / V} \quad (4)$$

Здесь  $W_i = \sigma_i \varepsilon_i / 2$  - работа диспергирования;  $\sigma_i, \varepsilon_i$  - изменение напряжений и деформаций на стадии быстрой разгрузки (см. рис. 1),  $\sigma_i = \sigma_o - \sigma_i^*$ ;  $\varepsilon_i = \varepsilon_i^* - \varepsilon_o$ ;  $\sigma_i^*, \varepsilon_i^*$  - напряжение и деформация в образце по завершении стадии быстрой разгрузки;  $V$  - объем очагов разрушения (зон концентрации и укрупнения трещин), тогда как при лабораторных испытаниях модельных образцов  $V$  - объем разрушенного образца.

Общий удельный расход  $\Gamma$  энергии на единицу свежесформированной поверхности разрушенного продукта может быть рассчитан по данным полной диаграммы деформирования  $\sigma-\varepsilon$ , если полезную работу диспергирования  $W_i V_i$  объединить с дополнительными затратами энергии, включающими компоненту дейст-

вия упругих напряжений  $W_o V_o$  и работу пластического деформирования  $W_{nl} V_{nl}$ :

$$\Gamma = \frac{W_o V_o + W_i V_i + W_{nl} V_{nl}}{\Delta S} = \frac{W_o \varepsilon_o + W_i \varepsilon_i + W_{nl} \varepsilon_{nl}}{\Delta S / V} \quad (5)$$

Здесь  $V_o, V_i, V_{nl}$  - объемы зон действия соответственно упругих, разрушающих (диспергирующих) и перемещающих (сдвиговых) напряжений;  $V_o = \varepsilon_o V, V_{nl} = \varepsilon_{nl} V, V_i = \varepsilon_i V$ ;  $\sigma_{nl}, \varepsilon_{nl}$  - изменение напряжений и деформаций на стадии пластической разгрузки;  $\sigma_{nl} = \sigma_i^* - \sigma^*$ ;  $\varepsilon_{nl} = \varepsilon^* - \varepsilon_i^*$ ;  $W_{nl} = \sigma_{nl} \varepsilon_{nl} / 2$ ;  $W_o = \sigma_o \varepsilon_o / 2$ ;  $W_i = \sigma_i \varepsilon_i / 2$ .

Для варианта одноосного сжатия из-за отсутствия сведений о запредельном состоянии нагружаемого образца предлагается приближенная оценка удельного расхода энергии  $\Gamma$  на измельчение по формуле:

$$\Gamma = \frac{W_o V_o}{\Delta S} = \frac{W_o \varepsilon_o}{\Delta S / V} \quad (6)$$

В программу испытаний был введен коэффициент концентрации напряжений  $K$  (соотношение максимального и минимального напряжений) для оценки влияния на удельный расход  $\Gamma$  энергии степени нагруженности образцов. Экспериментально установлено, что величина концентратора напряжений колеблется в пределах 3-5 [8]. В условиях проведенного эксперимента величина  $K$  задана на уровне 2 и 5. Диаграммы объемного деформирования  $\sigma(\varepsilon)$  образцов железной руды ( $V=125 \text{ см}^3$ ) с коэффициентом концентрации напряжений  $K=2; 5$  показаны на рис. 6.

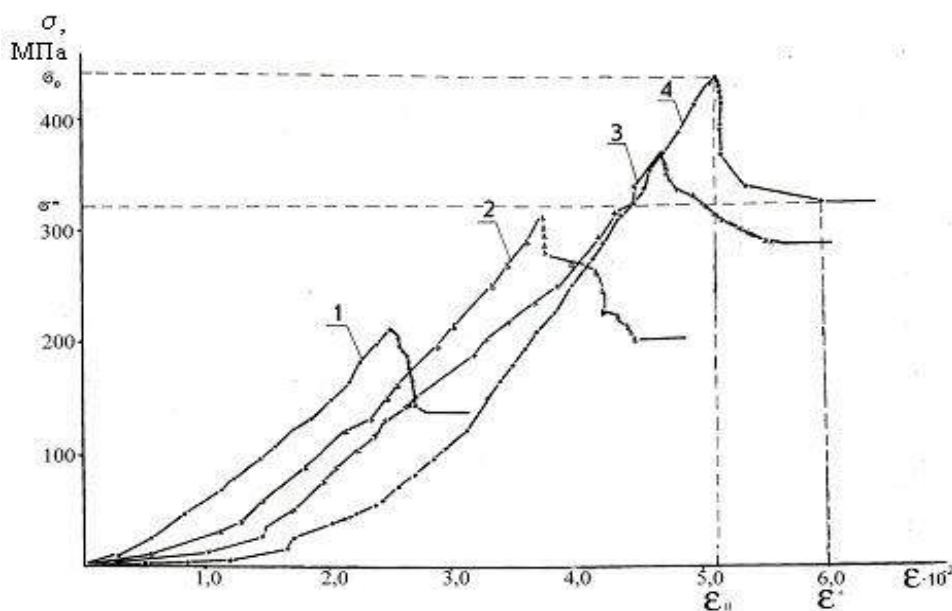


Рис. 6. Зависимости  $\sigma(\varepsilon)$  при объемном деформировании железной руды. Коэффициент концентрации напряжений: 1, 2 -  $K=2$ ; 3, 4 -  $K=5$ . Предел прочности (МПа): 1 - 215; 2 - 311; 3 - 365; 4 - 433

В таблице 1 представлены опытные данные, характеризующие влияние концентрации напряжений при одноосном и объемном нагружении образцов угля ( $V = 175 \text{ см}^3$ ). Видно, что разрушение угля в режиме неравнокомпонентного объемного сжатия с  $K=5$  сопровож-

дается по сравнению с одноосным нагружением почти двукратным увеличением количества  $\beta$  мелких фракций (-200 и -500 мкм) при меньших значениях  $\Gamma$  удельного расхода энергии на образование поверхности.

Таблица 1 - Показатели нагружения угля одноосным и объемным сжатием ( $K = 2; 5$ )

Нагружение	$\sigma_0$ , МПа	$\varepsilon_0$ , %	$W_V$ , МДж/м <sup>3</sup>	$W_{\Delta V}$ , МДж/м <sup>3</sup>	$\beta$ (%) фракции менее		$\Delta S/V$ , м <sup>2</sup> /м <sup>3</sup>	$\Gamma$ , Дж/м <sup>2</sup>
					200мкм	500мкм		
ООС	11	3,6	0,2	-	2,7	5,5	1970	102,0
ТНС, $K = 2$	50	2,4	0,6	25,0	0,9	1,7	342	137,0
ТНС, $K = 2$	40	1,7	0,34	13,0	1,9	2,3	427	39,5
ТНС, $K = 5$	104	7,7	4,0	210,0	8,2	10,2	7690	45,0
ТНС, $K = 5$	63	3,4	1,1	46,5	4,8	11,3	955	90,0

Примечание: ООС – одноосное сжатие; ТНС – трехосное неравнокомпонентное сжатие.

В таблице 2 сопоставлены показатели разрушения и диспергирования железной руды и угля при их объемном деформировании с различной величиной концентратора напряжений.

Для обоих исследуемых видов природных сред, весьма различающихся эффектами разрушения и диспергирования, с увеличением  $K$  в диапазоне от 2 до 5 зафиксированы некоторые общие закономерности, в частности, увеличение ( $\sim$  на 30 - 40 %) прочности и деформации на пределе прочности образца, а также средней  $W_V$  и локальной  $W_{\Delta V}$  плотности энер-

гии; растет максимальная деформация разрушения  $\varepsilon^*$ , общая и удельная величина свежесформированной поверхности ( $\Delta S$ ,  $\Delta S/V$ ), уменьшается величина теоретической  $\gamma$  и эффективной  $\gamma_S$  поверхностной энергии. Таким образом, в аспекте технологии измельчения этих гетерогенных материалов концентрация напряжений является положительным фактором, так как позволяет снизить в 1,5 - 4 раза величину  $\gamma_S$  удельных энергозатрат на диспергирование.

Таблица 2 - Энергетические показатели разрушения и диспергирования образцов железной руды и угля при их объемном деформировании

Показатель	Обозначение	Размерность	Железная руда		Уголь	
			$K = 2$	$K = 5$	$K = 2$	$K = 5$
Показатель прочности	$\sigma_0$	МПа	311	433	50	63
Остаточная прочность	$\sigma^*$	МПа	204	324	18	28
Деформация на пределе прочности	$\varepsilon_0$	МПа	3,7	5,2	2,4	3,4
Максимальная деформация при разрушении	$\varepsilon^*$	%	4,4	6,0	4,8	5,7
Деформация диспергирования	$\varepsilon_i$	%	0,7	0,8	2,4	2,3
Средняя плотность энергии при разрушении	$W_V$	МДж/м <sup>3</sup>	5,7	11,3	0,6	1,1
Локальная плотность энергии	$W_{\Delta V}$	МДж/м <sup>3</sup>	814	1413	25	46,5
Образованная поверхность частиц:						
общая	$\Delta S$	м <sup>2</sup>	0,04	0,48	0,058	0,167
удельная	$\Delta S/V$	м <sup>2</sup> /м <sup>3</sup>	349	3740	342	955
КПД диспергирования	$\eta$	%	0,05	0,03	1,5	0,9
Удельная поверхностная энергия:						
теоретическая	$\gamma$	Дж/м <sup>2</sup>	7,4	1,0	26,6	9,9
эффективная	$\gamma_S$	Дж/м <sup>2</sup>	765	188	137	90

Рассмотрим возможности оценки коэффициента  $\eta$  полезного действия акта диспергирования, совершаемого на стадии быстрой

разгрузки напряжений от  $\sigma_0$  до  $\sigma_i^*$  (см. рис. 1). Показатель  $\eta$  характеризует по сути эффективность трансформации упругой энергии,

накопленной в локальных зонах (очагах разрушения, трещинообразования) нагружаемой среды до уровня плотности  $W_{\Delta V}$  в работу диспергирования  $W_i$ .

В этой связи полученная информация о параметрах полной диаграммы  $\sigma(\varepsilon)$  деформирования на установке УНТС составит основу для расчета величины  $\eta$  по следующим формулам ( $W_{\Delta V} = W_o / \varepsilon_i$ ):

$$\eta = \frac{W_i}{W_{\Delta V}} = \frac{W_i \varepsilon_i}{W_o} = \frac{W_i V_i}{W_o V};$$

$$h = \frac{W_i V_i}{W_o V} = \frac{\int_0^{\varepsilon_i^*} [\sigma(\varepsilon) - \sigma_i^*] d\varepsilon}{\int_0^{\varepsilon_0} \sigma(\varepsilon) d\varepsilon} \cdot \varepsilon_i. \quad (7)$$

В таблице 3 обобщены результаты экспериментов и расчета параметров ( $W_v$ ,  $W_{\Delta V}$ ,  $\Gamma$ ) энергетики разрушения различных пород и минералов на основе представленных в работе опытных данных и формул.

Анализ информации показал, что характерным представителем пород с хрупким механизмом разрушения из числа исследованных материалов является выбросоопасный песчаник:  $K_{nl} = 1,0$ ;  $K_d = 1,32$ . Тальк и невыбросоопасный песчаник обладают более высокой пластичностью при разрушении:  $K_{nl} = 1,27$  для талька и  $K_{nl} = 1,49$  для песчаника НВО. Уста-

новлено неоднозначное запредельное поведение невыбросоопасного песчаника: его высокая пластичность сочетается с повышенной диспергируемостью:  $K_d = 2,04$ . Прямо противоположные свойства проявила железная руда - чрезвычайно высокую сопротивляемость разрушению:  $K_{nl} = 1,004$ ;  $K_d = 1,08$ . По этой причине, обуславливающей высокий уровень накапливаемой упругой энергии в очагах разрушения ( $W_{\Delta V} = 814-1413$  МДж/м<sup>3</sup>), подобную геосреду следует считать ударо- и сейсмически опасной.

Знание параметров  $\gamma$  и  $\eta$  позволяет оценивать способность среды к образованию новой поверхности в акте саморазрушения-диспергирования и преимущественный характер (динамичность, пластичность) разрушения. Установлено в экспериментах, что наибольшее значение  $\gamma$  наблюдается для песчаника НВО ( $\gamma = 205$  Дж/м<sup>2</sup>) и наименьшее - для железной руды и угля ( $\gamma = 0,5-1,0$  Дж/м<sup>2</sup>). Малые величины  $\gamma$  у железной руды и угля свидетельствуют о легкости образования новой поверхности на стадии саморазрушения этих сред, что дает основание прогнозировать высокую скорость диспергирования и повышенную динамичность их разрушения.

**Таблица 2 - Энергетические параметры разрушения и измельчения, установленные методом трехосного неравнокомпонентного сжатия**

Показатели	Обозначение	Железная руда	Песчаник	Тальк	Уголь
Предел прочности	$\sigma_o$ , МПа	311-433	296-392	224	63-104
Деформация на пределе прочности	$\varepsilon_o$ , %	3,7-5,2	4,2-3,7	10,5	3,4-7,7
Средняя плотность энергии	$W_v$ , МДж/м <sup>3</sup>	5,7-11,3	6,2-7,2	11,8	4,0-1,1
Локальная плотность энергии	$W_{\Delta V}$ , МДж/м <sup>3</sup>	814-1413	326-97	261	46-210
Содержание фракции менее 250 мкм	$\beta_{250}$ , %	0,4-5,8	2,3-3,1	2,4	2,4-8,2
Образованная удельная поверхность	$\Delta S/V$ , м <sup>2</sup> /м <sup>3</sup>	349-3740	2080-2770	2830	955-7690
Удельная поверхностная энергия	$\gamma$ , Дж/м <sup>2</sup>	0,5-7,4	18-205	60	1,0
Удельный расход энергии на измельчение	$\Gamma$ , Дж/м <sup>2</sup>	158-765	147 - 410	664	45-90
КПД измельчения	$\eta$ , %	0,05-0,02	0,6-7,8	1,5	0,2-0,9
Коэффициент пластичности	$K_{nl}$	1,004	1,0 - 1,49 ВО - НВО	1,27	1,16
Коэффициент динамичности (диспергируемости)	$K_d$	1,08	1,32 - 2,04 ВО - НВО	1,1	1,3

Правомерность использования формул (4) и (5) для расчета величин  $\gamma$  и  $\Gamma$  - теоретической поверхностной энергии и общего удельного расхода энергии на измельчение подтверждают данные таблицы 3 для исследуемых геоматериалов: отношение  $\Gamma / \gamma$  показывает различие значений  $\Gamma$  и  $\gamma$  в 1-2 порядка, что соответствует теоретическим предпосылкам [1, 12]. Экспериментальная оценка КПД измельчения (диспергирования)  $\eta$  для исследуемых сред составила диапазон  $\eta = (0,02-7,8) \cdot 10^{-2}$ , также входящий в пределы теоретической оценки величины  $\eta = 10^{-2}-10^{-3}$ . Опыты показали, что содержание в разрушенном продукте тонкодисперсных фракций составляет величину одного порядка с КПД диспергирования -  $\beta_{100} = 0,1-2,3 \%$ ,  $\beta_{250} = 0,4-8,2 \%$  [10, 11].

Исследования показали, что энергетически рациональным способом обработки тонкозернистых железных руд ( $V \cong 10^2 \text{ см}^3$ ) является нагружение их высоким давлением до уровня порядка  $\sigma_0 \cong 400 \text{ МПа}$  ( $W_V \cong 1-13 \text{ МДж/м}^3$ ) с резким сбросом напряжений за пределом прочности. Например, минимальная величина удельного расхода энергии на измельчение железной руды с применением объемного сжатия составила:

в режиме  $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ ,  $\Gamma = 158 \text{ Дж/м}^2$  ( $\sigma_0 = 433 \text{ МПа}$ ), тогда как в режиме  $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$ ,  $\Gamma = 904 \text{ Дж/м}^2$  ( $\sigma_0 = 580 \text{ МПа}$ ), а в режиме одноосного нагружения  $\Gamma = 1234 \text{ Дж/м}^2$  ( $\sigma_0 = 126 \text{ МПа}$ ).

### Выводы

1. Установлены соотношения, связывающие энергозатраты при разрушении с эффектами диспергирования и характеристиками полной диаграммы  $\sigma(\varepsilon)$  деформирования нагружаемой геосреды: пределом прочности  $\sigma_0$ , остаточной прочностью  $\sigma^*$ , деформациями  $\varepsilon_0$  и  $\varepsilon^*$ .

2. Исследования показали высокую информативность прикладного метода предельного неравнокомпонентного деформирования для расчета следующих энергетических параметров геоматериалов в процессе разрушения и диспергирования:

- средней величины  $W_V$  критической плотности энергии, характеризующей условия образования крупных отдельностей (режим дробления);

- локальной величины  $W_{\Delta V}$  критической плотности энергии, дающей прогнозную оценку удельного расхода энергии на измельчение - диспергирование;

- теоретической величины  $\gamma$  удельной поверхностной энергии, оценивающей способность геосреды к образованию новой поверхности при разрушении;

- эффективной величины  $\gamma_s$  поверхностной энергии как оценки реальных затрат на диспергирование;

- коэффициента  $\eta$  полезного действия диспергирования;

- общего удельного расхода  $\Gamma$  энергии на процесс измельчения нагружаемой геосреды.

3. В технологиях разрушения и измельчения (диспергирования) концентрация напряжений в нагружаемом материале служит положительным фактором уменьшения удельных энергозатрат: с увеличением коэффициента  $K$  от 2 до 5 возможно реализовать двух-четырёхкратное сокращение величины  $\gamma_s$ .

4. Энергетически выгодным в технологии измельчения квазихрупких природных материалов следует считать применение режимов объемного нагружения, тогда как для среды с квазипластичными свойствами целесообразно обрабатывать в режимах одноосного нагружения.

5. Выбор уровня  $W_V$  критической плотности энергии при разрушении зависит прежде всего от технологической задачи разрушения или измельчения, в частности, при требовании минимума энергозатрат величину  $W_V$  задают на основе динамического размерного эффекта  $W_V(D)$ , а в случае соблюдения требуемой дисперсности  $\Delta S/V$  продукта величина  $W_V$  выбирается на основе зависимости  $\Delta S/V(W_V)$ . С изменением размера  $d$  разрушаемого объекта (или заданного уровня  $\Delta S/V$  дисперсности продукта) рекомендуется обеспечивать плотность энергии  $W_V$  при разрушении геосреды согласно формул:  $W_V = \Delta S/V \cdot \gamma / \eta$ ;  $W_V d \cong const$  (с учетом информации об энергетических свойствах  $\gamma$  и  $\eta$ ).

### Література

1. Горобец Л.Ж. Развитие научных основ измельчения твердых полезных ископаемых. Автореф. дисс... д-ра техн. наук: 05.15.08 / НГУ.- Днепропетровск. – 2004. - 35 с.
2. Горобец Л.Ж., Верхоробина И.В. Принципы и показатели функционирования геосреды при нагружении //Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. работ. – Днепр, 2016. – Выпуск 129. – С.122-135.
3. Горобец Л.Ж. Закономерности функционирования нагружаемой геологической среды

// Нафтогазова інженерія: Научно-техн. сб. – Киев-Полтава. - 2016. - Число 1. - С.68-79.

4. Горобец Л.Ж. Новые представления о природе и механизме процесса измельчения // Обогащение полезных ископаемых: Научн.-техн. сб. – Днепропетровск. - 2003. – Вып. 18 (59). – С. 51-55.

5. Горобец Л.Ж., Бовенко В.Н. Определение зависимости плотности энергии от размера разрушения // ФТПРПИ. - 1986. - № 5. – С. 109-111.

6. Алексеев А.Д., Недодаев Н.В. Предельное состояние горных пород. – Киев: Наук. думка, 1982. – 197 с.

7. Исследование акустоэмиссионных свойств природных материалов в режиме высоких давлений / Л.Ж. Горобец, В.Н. Бовенко, С.Б. Дуброва, О.Ф. Панченко // Физика и техника высоких давлений. – 1995. - № 3. – С. 65-73.

8. Горобец Л.Ж., Дуброва С.Б. Оценка энергетики запределного деформирования разрушения горных пород // Тр. VIII Междунар. науч. школы «Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработках». – Симферополь: СГУ.- 1998. – С. 34-35.

9. Горобец Л.Ж., Ганкевич В.Ф., Плохотник Е.И., Шуляк И.А. Энергетический подход к

оценке свойств горных пород // Вибрации в технике и технологиях.- Днепропетровск: НГАУ. – 2002. - № 2 (22). – С. 20-23.

10. Обоснование рациональных режимов нагружения материалов при тонком измельчении / Л.Ж. Горобец, В.Н. Бредихин, С.Н. Гришаков, А.М. Кулеш // Вибротехнология – 2003.- Одесса: НПО «Вотум».- 2003. – Вып. 13. – С. 21-23.

11. Горобец Л.Ж., Шуляк И.А., Верхоробина И.В. Методика исследования и оценки показателей диспергирования горных пород // Вестник Нац. техн. ун-та “ХПИ”.- Харьков.- 2005.- № 51. - С.132-138.

12. Горобец Л.Ж. Изучение фундаментальных закономерностей энергетики измельчения // Обогащение полезных ископаемых. - 1998. - № 2. - С. 36-43.

13. Бовенко В.Н., Горобец Л.Ж. Дискретно-волновая природа диспергирования // Научный вестник НГУ.- Днепропетровск.- 2008.- № 1, – С. 7-9.

14. Горобец Л.Ж., Шуляк И.А., Верхоробина И.В. Об эффективности высокодинамичной обработки материалов при тонком измельчении // Вибрации в технике и технологиях.- Днепропетровск: НГУ. – 2004. - № 1 (33). – С. 36-39.

*Application of method of out-of-limit deformation is studied for the calculation of power parameters of destruction and dispersating of geological materials. Influence of concentration of tensions is set at the monaxonic and by volume lading of breeds and minerals on power-hungryness of destruction. Recommendations of rational types of lading of fragile and plastic natural environments are given.*

**Keywords:** *lading of compression, concentration of tensions, dispersancy of geological materials.*

#### **Відомості про автора:**

Горобець Лариса Жанівна, доктор технічних наук, професор, Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет», має Почесну відзнаку Міністерства вугільної промисловості України "Шахтарська слава" 3 ступеня.

E-mail: larisa-gorobets@rambler.ru.



УДК 621:622.276

## АНАЛІЗ ПРИЧИН УСКЛАДНЕНЬ ПРИ БУРІННІ ТА КРІПЛЕННІ ОБСАДНИХ КОЛОН СВЕРДЛОВИН ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

**А. М. Похилко,**

асистент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

**Ю. С. Міщук,**

асистент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

*Розглянуто основні причини ускладнень при бурінні та кріпленні свердловин Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Показані домінуючі фактори, які характеризують технічний стан свердловини. Розкриті взаємозв'язки між геологічними, хімічними і фізичними чинниками, які впливають на якість цементного каменю. Подана класифікація дефектів цементного кільця за походженням та ступенем впливу на фактичну ізоляцію заколонного простору. Проаналізовані гірничо-геологічні особливості спорудження свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини. Наведені статистичні дані про ускладнення та аварії на деяких свердловинах ДДЗ за період 2000 – 2008 рр. Показано, що якість цементування залежить, зокрема, від властивостей тампонажного розчину та їх регулювання відповідно до конкретних параметрів у пласті.*

**Ключові слова:** ускладнення при бурінні, цементний камінь, кріплення свердловин, заколонні переточки, Дніпровсько-Донецька Западина

## EVALUATION OF REASONS THE PROBLEMS DRILLINGS AND CASING IN DNEPER-DONETSK RIFT

**A. Pohylko,**

assistant, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

**Y. Mishchuk,**

assistant, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

*The article presents main reasons of the drilling problems and well casing on the Dnieper-Donets rift (DDR). The dominant factors which is characterizing of well integrity study were showed. Interrelation of geological, chemical and physical factors that have impact on the cementing quality were detected. Classification of defects cement sheath by genesis and influences quantity for real isolation bore hole annulus were suggested. Mining-and-geological characteristics of well casing on the fields of the Dnieper-Donets rift were analyzed. The statistics of complication in the course of drilling in some wells of Dnieper-Donets rift for the 2000 - 2008 year were described. The article presents dependence of well cement off control rheologic properties cementing slurry respectively reservoir conditions.*

**Keywords:** drilling problems, cement stone, well casing, wellbore leakage, Dnieper-Donets rift.

**Вступ.** При цементуванні свердловин на бурових підприємствах України використовують переважно стандартний тампонажний портландцемент ПЦТІ-100, цементно-золи суміші (ЦЗС) на основі ПЦТІ-100 і золи кислоти

ТЕС (ЗК), будівельний портландцемент ПЦІ-500-Н та спецементи ШПЦС, ПЦТІІ-Пол5-100, ЦТП 1,5-100, ЦТО-100, ОШЦ [1]. Проте проведені дослідження [2, 3] свідчать, що при твердінні цементний камінь з багатьох тампо-

нажних цементів має тенденцію до деформації усадки, дія якої є негативним фактором для надійного розмежування пластів. Як правило, це є головною причиною неякісного цементування.

**Актуальність проблеми.** Створення надійного цементного каменю у свердловинах суттєво визначає надійність їх безаварійної роботи. В Україні близько 11 продуктивних (5 – газоносних, 1 – газонафтоносний, 1 – нафтовий та 4 – перспективних) комплексів, які розробляються та мають потенціал на площі Дніпровсько-Донецької западини. Для повноцінного використання ресурсного потенціалу даного регіону постає необхідність забезпечення безаварійної роботи свердловин з максимально можливим видобутком. Тому, перш за все, потрібно провести моніторинг існуючих ускладнень та аварій при бурінні та кріпленні свердловин, щоб попередити їх повторення при спорудженні наступних гірничих виробок.

**Аналіз досліджень і публікацій.** Оpubліковано ряд наукових праць присвячених проблемам ускладнень та аварій при бурінні та кріпленні свердловин. Значний внесок у вивчення їх причин зробили А.І. Булатов, В.Ф. Абубакиров, Ю.М. Басаригін, В.С. Бакшутів, В.П. Детков, М.О. Ашраф'ян, Є.М. Соловйов, Р.С. Pessier та інші. Із українських науковців варто виділити праці В.М. Орловського, С.Г. Михайленка, В.Ф. Горського, В.М. Світлицького, М.А. Мислюка, Я.С. Коцкулича.

Окремі праці [1, 3, 5,6, 9] присвячені розробленню нових та удосконаленню існуючих тампонажних розчинів для підвищення надійності цементного каменю при кріпленні свердловини.

Разом з тим, багатофакторність явища ускладнень при бурінні та кріпленні свердловин, його залежність від конкретних геологічних умов актуалізують проблему моніторингу та узагальнення інформації [10], зокрема, в умовах ДДЗ.

**Мета статті** – огляд і аналіз причин ускладнень при бурінні та кріпленні обсадних колон свердловин Дніпровсько-Донецької западини.

**Виклад основного матеріалу.** Багатофакторність процесів кріплення та експлуатації свердловин, їх залежність від геологічних, хімічних і фізичних чинників, обумовлюють необхідність при їх вивченні і реалізації спиратися як на практичний досвід, так і на теоретичні узагальнення. Від якості розмежування пластів залежить тривалість безаварійної експлуатації свердловини та максимальний видобуток флюїду з пласта.

Цементування свердловини є найбільш відповідальним завершальним етапом будівництва свердловин і у разі його недосконалому виконання всі успіхи попередніх робіт можуть нівелюватися.

Поняття технічного стану кріплення свердловин має досить широке значення і залежить від конкретних умов.

Якщо використовувати це поняття для обсаджених нафтогазових свердловин, їх технічний стан оцінюється на основі володіння достовірною інформацією про:

- стан контакту цементного кільця з породою і колоною;
- наявність, місцезнаходження і розмірів дефектів цементування об'ємно-контактного типу в заколонному просторі;
- наявність і місцезнаходження заколонних і міжпластових перетікань;
- наявність і місцезнаходження ділянок колони, уражених корозією внутрішньої поверхні;
- наявність, місцезнаходження і характер дефектів герметичності стінок обсадної колони;
- стан ізоляції цементного кільця і заколонного простору;
- місце і характер прихвату(прихоплення) обсадних труб гірськими породами.

Головним критерієм оцінки технічного стану кріплення свердловин є якість ізоляції заколонного простору і герметичність обсадної колони в момент проведення геофізичних досліджень.

За своїм походженням дефекти цементного кільця поділяються на первинні, тобто ті які утворюються до початку експлуатації продуктивних горизонтів, і вторинні, які виникають в процесі тривалої експлуатації свердловини.

Утворення дефектів первинного типу обумовлено впливом технології бурових і тампонажних робіт, вибраними режимами очікування затвердіння цементу, опресування і перфорації обсадної колони. Причиною їх утворення є недосконалість технологічних операцій, проведених бурових і тампонажних робіт, при яких не враховуються геологічні і гідрологічні особливості конкретного району робіт, а саме:

- погіршення реологічних властивостей бурових розчинів – призводить до інтенсивного каверноутворення у стовбурі свердловини і, як наслідок, впливає на неоднорідність заповнення заколонного простору тампонажним ро-

зчином, що порушує суцільність цементування і, відповідно, зменшує інтегральні міцнісні характеристики ізолюючого цементного шару;

- проведення тампонажних робіт в інтервалах з аномально-високими пластовими тисками (АВПТ) – супроводжується інтенсивними нафтогазопроявами, що призводить до заколонних перетікань, а в інтервалах з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) – гідророзривами пласта з активним поглинанням тампонажного розчину;

- недосконало підібрана рецептура тампонажного розчину – призводить до порушення його седиментаційної стійкості, а також зміни реологічних характеристик;

- порушення технології опресовки і перфорації колони, або недотримання оптимального режиму, невідповідності його конкретним умовам приводить до утворення дефектів цементування контактного типу – мікророзривів або вертикальних тріщин в цементному кільці.

Утворення дефектів вторинного типу обумовлюється режимом експлуатації продуктивних інтервалів, агресивністю ізолюваних пластових вод і видобувного продукту, корозійною стійкістю цементного каменю і обсадної колони.

Присутність у складі флюїду (продукту, пластової води) сірководню або вуглекислоти значно прискорює процес корозії і руйнування цементного каменю – знижується його механічна міцність, зменшується об'ємна густина і відбувається послаблення адгезійних зв'язків з поверхнею колони, розвиваються контактні дефекти (мікророзриви).

Дефекти цементування незалежно від часу їх утворення (первинні або вторинні) в конкретний момент часу за ступенем впливу на фактичну ізоляцію заколонного простору поділяються на дефекти активного і пасивного типу.

Активними є дефекти, через які в даний момент часу відбувається рух рідини між водопроявним пластом і прилеглими горизонтами або безпосередньо на денну поверхню.

Пасивними є дефекти, через які рух рідини не відбувається.

Аналіз причин, що впливають на утворення дефектів технічного стану різного типу в обсаджених свердловинах нафтових і газових родовищ показує, що найбільш розповсюдженими є наступні дев'ять типів дефектів:

- контактний мікроазор на межі цементного кільця з колоною (з розкритістю 0 – 200 мкм);

- вертикальний канал в цементному кільці (з кутом розкриття 5 - 180°);

- маломіцний цемент ( $\sigma \leq 10 \text{ кгс/см}^2$ );

- тампонажний розчин із несформованою структурою;

- ковзний контакт цементного кільця з породою (для товщини цементного кільця 1,5 – 3 см);

- негерметичність колони у вигляді отвору, щілини або інтервалу перфорації;

- корозія внутрішніх і зовнішніх стінок обсадної колони;

- заколонні зв'язки або перетоки (з витратою в межах  $Q = 5 - 100 \text{ м}^3/\text{добу}$ );

- прихват обсадної колони або бурильного інструмента у відкритому стовбурі свердловини.

Однією з головних причин таких явищ є неякісне кріплення (цементування) свердловин, особливо в зоні залягання продуктивних горизонтів.

За даними [2] на більшості родовищ нафти і газу України виявлені міжколонні тиски, ще до здачі свердловин в експлуатацію. Наприклад, в НГВУ «Полтаванафтогаз» у 23,5 % газових свердловин міжколонні тиски виникли на стадії спорудження, а в ГПУ «Полтавагазвидобування» таких свердловин виявилось 16,7 %.

Нафтогазоконденсатні родовища центральної і східної частини ДДЗ в межах України розташовані на території Дніпропетровської, Харківської, Сумської, Полтавської та Чернігівської областей.

Нафтогазоносність ДДЗ, насамперед, приурочена до чотирьох нафтогазоносних комплексів: девонського, кам'яновугільного, нижньопермського і тріасового.

В таблиці 1 наведені основні можливі ускладнення під час буріння у стратиграфічних і літологічних розрізах Дніпровсько-Донецької западини.

У зв'язку із наявними ускладненнями під час буріння постає проблема створення надійного міцного каналу, в якому будуть відсутні ускладнення та аварії. Запорукою цього є правильний підбір тампонажного цементу та досконале проектування самого процесу ізоляції продуктивного пласта.

Крім того, складна геологічна будова ДДЗ створює передумови для виникнення характерних аварій та ускладнень під час кріплення свердловин. В таблиці 2 наведена інформація про ускладнення на деяких свердловинах цього регіону за період 2000 – 2008 рік.



**Таблиця 1 – Гірничо-геологічні особливості споруджування свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини [3]**

Стратиграфічний підрозділ (система)	Літологічний склад гірських порід	Термобаричні умови	Можливі ускладнення під час буріння	Тип обсадної колони	Тип тампонажного матеріалу
Четвертинна Неогенова Палеогенова	Глини, суглинки, піски, пісковики, мергелі, буре вугілля, алевроліти слабозцементовані	15 – 25 °С Ka = 0,8 – 0,9	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини (осипи, обвали, звуження стовбура), сальнікоутворення	Кондуктор	ПЦТ Ш-Пол.5-100 + ПЦТ ІІ-50
Крейдова Юрська Триасова	Крейда, мергелі, глини, пісковики, буре вугілля, алевроліти	25 – 65 °С Ka = 0,9 – 1,05	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини, сальнікоутворення	Проміжна колона	ПЦТ Ш-Пол.5-100 + ПЦТ І-100
Пермська	Ангідрити, доломіти, вапняки, засолені глини, пісковики, алевроліти, КМСП (каліймагнієві сольові породи), чергування пачок кам'яної солі з пластами ангідритів, доломітів і глинистих карбонатів	55 – 80 °С Ka = 1,0 – 1,1; 1,4 – 1,6	Порушення цілісності стовбура свердловини, інтенсивне жолобоутворення та каверноутворення, поглинання бурової промивальної рідини	Проміжна колона	ПЦТ І-100 + ШП(ПЦТ І-100 + МДТР)
Кам'яновугільна	Аргіліти, алевроліти, вапняки, вугілля кам'яне, пісковики	70 – 130 °С Ka = 0,3 – 1,15	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини, нафтогазопрояви	Експлуатаційна колона	ПЦТ І-100(ШПЦС-120) + РТМ-75(РТМ-120)
Девонська	Пісковики, алевроліти, глинисті доломіти та темно-сірі аргіліти	80 – 150 °С Ka = 0,3 – 1,15			

Причиною деформації обсадних колон в інтервалах залягання нестійких відкладів, можна виділити наступні причини порушення цілісності колон:

- змінання гірничим тиском, що передається на обсадну колону у разі відсутності надійного ізоляційного екрану;
- порушення колони нерівномірним тиском, що передається на труби при деформаціях відкладів, при однобічному розташуванні це-

ментного каменю, чи у незацементованій ділянці у жолобах та кавернах;

- змінання надлишковим тиском рідини, защемленої в ізольованих кавернах;
- деформування колони внаслідок однобічної дії гірничого тиску на ділянках підвищеної кавернозності.

Три з чотирьох вищеперерахованих різновидів порушення цілісності колон безпосередньо пов'язані з неякісним цементуванням, що

можна вважати однією з основних причин деформації обсадних труб.

Закріплююча дія цементного кільця сприяє підвищенню опору колони зовнішньому тиску. Величина тиску зминання у системі "труба-труба" здебільшого залежить від стану цементної оболонки у міжтрубному просторі. Якщо цементне кільце незадовільної якості,

воно деформується від вигину зовнішньої труби, підсилюючи здатність цементнокам'яню нівелюється, і система кріплення порушується. У випадку, коли цементний камінь володіє необхідними властивостями, навіть незважаючи на значну деформацію зовнішньої труби, система кріплення збереже свою функціональність [5].

**Таблиця 2 – Статистика ускладнень та аварій на деяких свердловинах ДДЗ за період 2000 – 2008 рік [3]**

Свердловина	Період виникнення ускладнення, рік	Затрати часу на ліквідацію, годин	Вид ускладнення
28 - Ярошівська	2000	2664	Передчасне тужавіння цементного розчину внаслідок впливу солей на структуроутворення тампонажного розчину
100 – Машівська	2002	2809	Деформація обсадної колони
56 – Східно-Полтавська	2003	1340	Деформація обсадної колони
101 – Біс-Машівська	2003	1635	Поглинання тампонажного розчину
11 – Кобзівська	2004	3887	Деформація обсадної колони
55 – Ярошівська	2008	8472	Передчасне тужавіння цементного розчину внаслідок відфільтрування води, заміщення у високوپроникні пісковики

У свердловині на тампонажний камінь діє ряд навантажень, які виникають впродовж всього терміну її спорудження та експлуатації і безпосередньо впливають на цілісність цементного кам'яню поза обсадною колоною. Важливу роль також відіграє якість зчеплення цементного кам'яню з обмежувальними поверхнями – породою, обсадною колоною та допоміжним інструментом. Особливо на якість зчеплення впливають динамічні навантаження, при яких зміна величини, місця та напрямку прикладання сили відбувається так швидко, що під час розрахунку необхідно враховувати значні сили інерції. Таким чином, напруження та деформації в місцях їх прикладання можуть призводити до руйнування цементного кільця та зношування обсадної колони. Це, у свою чергу, тягне за собою порушення нормальної роботи свердловини, необхідність зупинки свердловини та ремонтні роботи, що відповідно вимагає великих вкладень.

За даними [4] в кожній третій свердловині на українських підземних сховищах газу спостерігаються міжколонні тиски. Причиною

цього є негерметичності та прояви дефектів, що сформовані в процесі буріння та кріплення свердловин.

В таблиці 3 виділено ряд основних причин неякісного кріплення свердловини та їх ознаки.

Початкова стадія очікування твердіння цементного розчину є однією з найнебезпечніших оскільки можливі виникнення нафтогазопроявів і міжпластових перетоків [6]. Оскільки створюється небезпека фільтрації пластового флюїду через цементний камінь на стадії формування (коли він являє собою проникну суміш гідратаційних продуктів твердої фази розчину, пори якої заповнені рідиною замішування), це стає причиною суфозійного каналотворення.

За даними [7] Полтавського відділу бурових робіт бурового управління «Укрбургаз», від 10 до 50% нафтових та до 60% газових свердловин мають за колонні перетікання і є частково або повністю непридатними для подальшої експлуатації.

**Таблиця 3 – Основні причини неякісного кріплення свердловин та їх характеристики[5]**

№ з/п	Причини неякісного кріплення свердловин	Ознаки
1	Зниження тиску в обсадній колоні в процесі ОЗЦ	Утворення каналів між обсадною колоною та цементним кільцем
2	Низький коефіцієнт вилучення фільтраційної кірки бурового розчину з міжколонного простору	Утворення каналів між обсадною колоною, цементним кільцем та/або гірською породою
3	Пониження тиску на пласті	Проникнення пластового флюїду в цементний розчин.
4	Формування цементного каменю при безпосередньому контакті з цементною кіркою	Зміна макро- та мікроструктури цементного каменю в контактній зоні
5	Деформація обсадної колони при її опресуванні та інших технологічних операціях	Утворення каналів між обсадною колоною та цементним кільцем
6	Деформація обсадної колони та цементного каменю в процесі механічного буріння	Поява тріщин в цементному камені та/або його остаточне руйнування

### Висновки

Для попередження ускладнень при бурінні та кріпленні свердловин особливу увагу необхідно приділяти якості цементування, враховуючи найбільш розповсюджені проблеми[8]:

- неповне видалення промивальної рідини і фільтраційної кірки із зони цементування;
- неточно підібрані технологічні параметри цементного розчину (густина, в'язкість, час тужавіння, фільтратовіддача, статична напруга зсуву та ін.);
- високе поглинання цементного розчину на ранній стадії гідратації;
- осмотичний масоперенос;
- усадка цементного каменю при твердінні;
- недостатнє зчеплення цементного каменю зі стінкою свердловини і обсадною колоною.

Герметичність кріплення нижньої частини зацементованого інтервалу можна покращити, якщо в період тужавіння тампонажного розчину і формування каменю всередині експлуатаційної обсадної колони підтримувати тиск близький до тиску періоду експлуатації свердловини, що дозволить попередити відрив зовнішньої поверхні колони від каменю і утворення зазору між ними в результаті радіального стиску труб при створенні депресії.

### Література

1. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні монографія / В.М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.
2. Коцкулич Я.С., Коцкулич Є.А. До проблеми забезпечення надійності розмежування пластів у нафтових і газових свердловинах //

Прикарпатський вісник НТШ.Число.-2010.- №1(9).

3. Ставичний Є.М. Розроблення тампонажних систем для цементування хомогенних відкладів у свердловинах родовищ Дніпровсько-Донецької западини: дис. на здоб. вчен. ступ. канд. тех. наук: спец. 05.15.10 "Буріння свердловин" / Ставичний Євген Михайлович. –Івано-Франківськ, 2015. – 13 с.
4. Сухін Є.І. Елементи створення, формування та експлуатації підземних сховищ газу / Є.І. Сухін, Б.І. Навроцький. – К. : ППНВ, 2004. – 528 с. – ISBN 966-8638-00-X.
5. Гриманюк В. І. Дослідження механічних властивостей дисперсноармованого тампонажного каменю під час статичних та динамічних навантажень / В. І. Гриманюк// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 2 (43). – С. 91-97.
6. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський /. – Чернівці – 2006 – 524 с.
7. Коцкулич Я.С. Підвищення довговічності кріплення нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич, М.В. Сенюшкович, Б.А. Тершак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – № 1 (15). – С. 21-26.
8. Булатов А.И. Механика цементного камня нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1994. – 387 с.
9. Soltanian H. A new cement additive to improve the physical properties of oil well cement and to enhance zonal isolation / H. Soltanian, A. Khojastefar, A. Ghorban. – Journal of Petroleum Science and Technology, Tehran, Iran: April. - №3 (1). – 2013. – P. 31-38.
10. R.C. Pessier (Hughes Tool Co.) | M.J. Fear (BP Exploration). Quantifying Common Drilling

Problems With Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction. // Society of Petroleum Engineers. SPE Annual

Technical Conference and Exhibition, 4-7 October, Washington, D.C. 1992. <https://doi.org/10.2118/24584-MS>.

*Рассмотрены основные причины осложнений при бурении и креплении скважин Днепровско-Донецкой впадины. Показаны доминирующие факторы, характеризующие техническое состояние скважины. Раскрыты взаимосвязи между геологическими, химическими и физическими факторами, которые влияют на качество цементного камня. Представлена классификация дефектов цементного кольца за происхождением и степенью влияния на фактическую изоляцию заколонного пространства. Проанализированы горно-геологические особенности сооружения скважин на месторождениях Днепровско-Донецкой впадины. Наведены статистические данные об осложнениях и авариях на некоторых скважинах ДДВ за период 2000 – 2008 г. Показано, что качество цементирования зависит, в частности, от свойств тампонажного раствора и его регулирования в соответствии с конкретными параметрами в пласте.*

**Ключевые слова:** осложнения при бурении, цементный камень, крепления скважин, заколонные перетоки, Днепровско-Донецкая впадина

**Відомості про авторів:**

Похилко Аліна Миколаївна, асистент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: PohylkoAlina@pntu.edu.ua.

orcid.org/0000-0003-4565-3411.

Міщук Юлія Сегіївна, асистент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: MischukYuliya@pntu.edu.ua.

orcid.org/0000-0002-0200-2451



УДК 622.248.3

## ПЕРСПЕКТИВИ ТА ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ СКЛОЕМАЛЕВИХ ПОКРИТТІВ ТРУБОПРОВОДІВ ЯК ЕФЕКТИВНОГО МЕТОДУ ПОПЕРЕДЖЕННЯ КОРОЗІЇ

**І. І. Бадула,**

викладач, Полтавський коледж нафти і газу  
Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка

**С. М. Нос,**

викладач, Полтавський коледж нафти і газу  
Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка

*У статті проведений аналіз особливостей розробки родовищ вуглеводневої сировини та проблеми забезпечення надійності і довговічності нафтопромислового обладнання і трубопровідних систем. Розглянуто значення корозійних процесів трубопроводів та причини підвищення їх інтенсифікації. Проаналізовано технологічний процес емалювання труб. Надано оцінку властивостям склоемалевих покриттів нафтопромислового трубопровідного обладнання як ефективного способу захисту від корозії. Сформульовано поняття емалі і здійснено аналіз завдань, що виконує покриття емаллю металу. Визначено основні чинники та детально розглянуто умови отримання якісного склоемалевого покриття. Охарактеризовано марки сталі з точки зору хімічного складу, що краще піддаються емалевому покриттю, а також визначено основні його переваги та надано номенклатуру трубопроводів і з'єднувальних частин до них.*

**Ключові слова:** вуглеводнева сировина, корозія металів, емаль, склоемалеве покриття труб.

## PROSPECTS AND FEATURES OF GLASS-ENAMELAR PIPELINES COATING AS AN EFFECTIVE METHOD TO AVOID CORROSION

**I. Badula,**

lecturer, Poltava oil and Gas College,  
Poltava National Technical Yuri Kondrayuk University

**S. Nos,**

lecturer, Poltava oil and Gas College,  
Poltava National Technical Yuri Kondrayuk University

*The article features development of hydrocarbon fields analysis and problems of providing the reliability and durability of oilfield equipment and pipes system. The process of pipeline corrosion and causes that increase their intensification are considered. Pipe enameling process is also reviewed. Provided the estimation of glass-enameleroilfield pipeline coating equipment as an effective way to avoid corrosion. The definition of "enamel" is given and the analysis of coating metal using enamel are made. The main factors and the agents for getting high-quality coverage are identified. Steel marks which are better exposed with enamel covering in terms of chemical composition are characterized and the range of pipes, connecting parts and its main advantages were determined.*

**Keywords:** hydrocarbons, metal corrosion, enamel coating glass-enamelar pipes.

**Постановка проблеми і стан її дослідження.** У процесі розробки родовищ вуглеводневої сировини важливе значення має підвищення надійності і довговічності роботи нафтогазпромислового обладнання й трубопро-

відних систем, вихід із ладу яких небезпечний не тільки з точки зору порушення режимів експлуатації родовищ, зокрема зниження обсягів сировини, що видобувається, але і з точки зору порушення екології, що несе за собою

великі економічні санкції відповідних контролюючих органів.

Особливо загострюються проблеми забезпечення надійності і довговічності промислового обладнання і трубопроводів, які експлуатуються на пізній стадії розробки родовищ вуглеводневої сировини. У таких умовах корозійні процеси обумовлені не тільки атмосферними впливами, дією ґрунтів і ґрунтових вод, але і середовищем, що транспортується, у складі якого присутні агресивні компоненти, зокрема розсоли, вуглекислий газ, сірководень, кисень. Вони інтенсифікують процеси корозійного руйнування металів, що призводить до проривів трубопроводів і відмов експлуатаційного обладнання.

Надійність трубопровідних систем і експлуатаційного обладнання залежить, насамперед, від середовища, в якому працюють метали обладнання і труби, якості самих металів, методів і засобів захисту металів від корозії, умов навантаження деталей (напруженого їх стану), своєчасного контролю корозійної обстановки і стану трубопроводів з метою попередження руйнувань і своєчасної заміни дефектних частин труб і обладнання.

Правильний облік цих факторів і вибір антикорозійних заходів дозволяють звести аварійність трубопровідних систем і обладнання, що експлуатується, до мінімуму.

Родовища рідких і газоподібних вуглеводнів в продуктивних пластах насичені флюїдами, що включають електроліти і корозійно-активні гази: кисень, діоксид вуглецю, сірководень. Разом з вуглеводнями, що видобуваються, електроліти та агресивні гази піднімаються на поверхню, транспортуються по трубопроводах, потрапляють в ємкості, компресори, насоси, впливають на них, викликаючи пошкодження.

Ступінь агресивності середовища нафтових і газових родовищ залежить від вологості продукції свердловин і концентрації солей та газів у ній. Але якщо концентрація солей і газів від самого початку – природний фактор, то вологість продукції більшою мірою залежить від технології розробки родовищ, інтенсивності відборів, методів штучного впливу на пластини і привибійну зону свердловин.

Так, кислотні обробки вибоїв свердловин підсилюють інтенсивність корозійного зносу насосно-компресорних труб (НКТ) і нафтогазозбірних комунікацій. Застосування таких методів підвищення нафтовіддачі пластів як закачування вуглекислоти, внутрішньопласто-

ве горіння, парогазовий вплив в кілька разів пришвидшує процес вуглекислотної корозії.

Найбільш поширений метод розробки нафтових родовищ – внутрішньо-контурне заводнення, що найчастіше вносить у пласт сульфатовідновлювальні бактерії, які в процесі свого біоценозу виробляють сірководень, який у свою чергу, викликає сірководневу корозію трубопроводів і обладнання.

Також відомо, що нафти вітчизняних родовищ містять велику кількість парафіну. При їх видобутку він кристалізується і відкладається на внутрішніх стінках ліфтових труб, що призводить до зниження дебіту, а іноді і до повної зупинки свердловин. Очистка підйомних труб від відкладеного парафіну у таких умовах – складний і вартісний процес.

Науці і нафтопромисловій практиці відомо багато способів боротьби з корозією, ефективність яких залежить не тільки від технології застосування способу або діючих факторів, реагентів тощо але і від правильного уявлення про механізм процесів корозії.

Значення корозійних процесів в історії людства тільки починають розуміти спеціалісти, що стикаються з цим явищем. Багато хто схиляється до думки, що відокремлювати корозію від механічного зношування і руйнування неправомірно, оскільки всяке зношування і руйнування любого матеріалу складається із розривів його міжатомних або міжмолекулярних зв'язків, які в земних умовах заміщуються на зв'язки з активними компонентами середовища, змінюючи хімічний стан частинок, які беруть у цьому участь. Це і становить сутність корозії [7].

На сьогодні відомо, що для більшої частини умов експлуатації і діючих корозійних середовищ найбільш тривалий ефект захисту від корозії дають покриття, хоча вони вимагають більш високих капітальних витрат, ніж, наприклад, хімічні методи. Способів і складів покриттів відомо також досить багато, і кожен з них має свої переваги і недоліки. Та все ж найбільш універсальним покриттям, як за захисним ефектом, так і за технологічністю, є склоемалеве покриття металів (а також кераміка), хоча цей спосіб і є найбільш капіталомістким. Економічна ефективність такого покриття тим вище, чим більш потужне саме виробництво з емалювання обладнання або трубопроводів, тим паче, що термін служби покриття є досить значним і навіть може перевищувати термін розробки родовищ вуглеводневої сировини.

Спосіб емалювання металів в історії людства відомий здавна. Археологічні розкопки дозволили знайти предмети побуту, прикраси, вкриті склоемаллю, яка не тільки не зруйнувалася, але навіть зберегла колір і блиск протягом більше 3 тис. років перебування в умовах агресивних ґрунтів.

Більше сотні років цей спосіб захисту металів від корозії і створення декоративності покриттів широко застосовувався у світовій практиці при виробництві металевого посуду і побутової техніки (ванни, газові печі, газові нагнітачі, пральні машини тощо), жіночих прикрас і лише не значною мірою для емалювання промислового обладнання, зокрема апаратів хімічного виробництва. Промислове ж емалювання для технічних цілей молоде порівняно з металургією та виготовленням скла і кераміки. Історія промислового емалювання труб нараховує лише 30-40 років.

**Огляд досліджень і публікацій, у яких започатковано розв'язання проблеми.** Науці відомо багато способів технології отримання покриттів, складів емалей для металів. Особливо великий досвід в цьому накопичено в Німеччині. Дослідження в галузі емалювання внутрішньої поверхні труб почали проводитися ще в 60-70 роках ХХ століття. Для працівників нафтогазової промисловості, теплоенергетики, комунального господарства, за винятком частини фахівців, ця тема виявилася невідомою. Тільки на початку 90-х років була розроблена унікальна технологія. В її основі – нанесення суцільного шару екологічно чистої склоемалі на внутрішню поверхню шлікерним способом, при якому досягається абсолютна цілісність покриття.

Разом з тим, відомі ґрунтовні праці з цієї тематики багатьох вчених: А.А. Аппена, Ю.І. Бакаліна, В.В. Варгина, Є.І. Литвинова, В.Я. Лакшина, Р.А. Максимова, А. Петцольда, Г. Пешмана, Н.С. Смирнова, В. Ейтель, А. Дітцель, Л.І. Еберта та інші. Необхідно зазначити, що одним із останніх вагомих досягнень у цьому питанні стало видання ООО «Недра-Бизнесцентр» у 2004 році шостого тому науково-технічного довідникового посібника «Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации» за редакцією Басаригіна Ю.М., Баднікова В.Ф., та Булатова А.І., які досить ґрунтовно розкрили дану тематику. У дану книгу також включені роботи щодо емалювання трубопроводів, виконані під керівництвом проф. Ю.І.Бакаліна і проф. Л.І.Брагіної.

**Мета роботи** – вивчення й аналіз властивостей склоемалевих покриттів, як ефективного способу захисту від корозії, що дозволить суттєво знизити ризики руйнування та підвищити надійність трубопроводного обладнання.

**Виклад основного матеріалу дослідження.** Міцне з'єднання металу з емаллю, над яким працювали близько 200 років, дозволяє отримати цікаві в технічному відношенні поєднання матеріалів.

Істотним слід вважати перевагу емалі за корозійною стійкістю і гігієнічними вимогами, а перед органічними захисними покриттями за високою зносостійкістю, стійкістю до хімічного впливу, жароміцністю, а також відсутністю схильності до деструкції. За кислотостійкістю, наприклад, зі склоемаллю може порівнюватися тільки платина.

З розвитком масового промислового емалювання, такі вироби швидко знайшли застосування у багатьох сферах повсякденного життя, зокрема в харчовій промисловості, сільському і лісовому господарстві, будівництві, транспорті та інших сферах промислового виробництва.

За визначенням А. Дітцеля [2], емаллю є міцно зчеплене неорганічне склоподібне покриття на металі.

Неорганічне скло, глазури й емалі за своєю природою близькі. У звичайному сенсі скло є самостійним матеріалом, глазур – склоподібним покриттям на керамічному виробі, а емаль – склоподібним покриттям на металі. Їх склад залежно від кінцевої мети можна змінювати в широких межах.

Під емалюванням слід розуміти в принципі з'єднання склоподібно-силікатного або склокристалічного матеріалу (емалі) з металом.

З науково-технічної точки зору емаль можна визначити в дещо модифікованій формі як «склоподібну застиглу масу, отриману в результаті плавлення або спікання, що має неорганічний, головним чином оксидно-силікатний склад, яка також повинна бути наплавлена в один або кілька шарів з добавками на виріб з металу» [9]. В особливих випадках після керуваного розшарування емаль може існувати в кристалічній або частково кристалічній формі.

Емаль не є матеріалом, який функціонально застосовується самостійно; вона перетворюється в специфічний компонент тільки завдяки з'єднанню з металом.

Емаль на металі за своїм виготовленням і формою появи часто розглядається лише як покриття, нанесене на метал для захисту від

корозії. Це далеко не так. Захист від корозії є тільки одним із завдань емалювання, але далеко не єдиним. Швидше, емаль служить взагалі для поліпшення якості поверхонь і формування нових технічних і функціональних властивостей нової системи.

Нова якість емальованого матеріалу, при якому емаль повинна виконувати не тільки захисну, але й інші (оптичні, механічні, хімічні, гігієнічні) функції, полягає вже у давно прийнятому в сучасній науці понятті «композиційний матеріал».

Покриття металу емаллю підвищує механічну міцність системи на 15-20%. Феноменальна гладкість покриття збільшує пропускну здатність трубопроводів на 20-25%. Кислотостійкість емалевого покриття ні з чим не можна порівняти. У корозійному середовищі покрита склоемаллю труба може знаходитися нескінченно довго. Тільки склоемалеве покриття може створити безаварійні трубопровідні системи.

Термостійкі склоемалеві покриття витримують термоудар 300-350°C. Ударна міцність покриття – це одне зі слабких місць, однак покриття склоемаллю трубу можна скидати з висоти 60-80 см на бетонну поверхню.

Емаль не відшаровується і не відскакує, якщо деформація підкладки (металу) не перевищує меж пружності.

Властивості емалевої фрити (склоподібного матеріалу), що наноситься на трубу, і самого покриття, сформованого на трубі, значно відрізняються один від одного. На властивості системи метал - емаль впливають властивості самої підкладки, її товщина, ступінь чистоти перед покриттям тощо.

Але водночас труднощі процесів емалювання труб пов'язані з різними факторами: діаметр труб від 15 до 1420 мм, велика довжина труб – до 12 м; умови експлуатації, необхідність створення нестандартного обладнання для нанесення емалі на труби, спеціалізованої конструкції сушарок і печей, а також обладнання для контролю якості емалевого покриття на трубах. Однією з особливостей, наприклад, технології емалювання внутрішньої поверхні труб, є недоступність безпосереднього візуального контролю як між операціями, так і готової продукції, та усунення місцевих дефектів емалевого покриття [8].

Тому при виробництві емальованих труб вирішальними факторами, що гарантують необхідну якість емалевого покриття, є технологічний процес, що забезпечує надійність і ретельність проведення всіх операцій емалюван-

ня, а також обладнання для здійснення цього процесу.

Технологічний процес емалювання труб в загальному вигляді включає:

- підготовку поверхні труб під нанесення емалі;
- приготування емалевої пудри або шлікера;
- нанесення пудри або шлікера на зовнішню, внутрішню або обидві поверхні труби;
- сушку шлікера;
- відпал емалі;
- операційний, міжопераційний контроль і контроль якості готової продукції.

При багатшаровому емалюванні окремі операції повторюються.

Шляхи виконання кожної технологічної операції можуть бути різноманітними залежно від призначення, галузі та умов застосування емальованої продукції і визначаються економічною та виробничою доцільністю.

Дослідженнями у царині виробництва труб зі склоемалевим покриттям в колишньому СРСР займалися кілька організацій: ВНИТИ, УралНИТИ, ВНИИСТ, УралНИИЧМ, КазНИПИнефть та ін. Вони накопичили багатий досвід щодо приготування складових склоемалевих покриттів для захисту труб, розробки технології отримання захисних покриттів на трубах в промислових умовах і впровадження їх у виробництво.

У сучасній Україні виробництво труб з технологіями покриття склоемаллями здійснює ряд підприємств у містах Дніпро, Київ, та Кременчук, зокрема: виробниче підприємство «Сантехмонтаж», ПАТ «Емальхімпром», ТОВ «Турфан-Трейд», ТОВ «Альфа-Метал-Компані».

Якість емальованих труб поряд з іншими факторами обумовлена технологією підготовки поверхні металу. У випадку сталевих труб чистота поверхні металу набуває особливого значення у зв'язку з нетрадиційним для емалювання хімічним складом металу, що застосовується для виготовлення нафтогазпромислового обладнання: підвищений вміст ряду елементів в трубних сталях надзвичайно ускладнює отримання якісного емалевого шару.

Значною мірою на можливість отримання якісного склоемалевого покриття впливають такі чинники: хімічний склад сталі; технологія виробництва сталі; термічний режим емалювання. Розглянемо вплив зазначених факторів більш детально.



У процесі емалювання труби піддаються багаторазовому нагріву. Окисні гази проникають через пористе, ще не оплавлене ґрунтове покриття і окиснюють поверхню металу. При цьому істотно змінюється і потовщується структура окидної плівки, а ґрунт насичується оксидами металу і також змінює свої властивості. Для формування міцного зчіплювального шару важливе значення мають склад і будова окидних плівок, що визначає можливість взаємної дифузії металу й реагенту через окидний шар та зв'язок його з металом.

При окисненні заліза при температурі вище 600 °С окалина складається з трьох шарів: внутрішнього, що примикає до заліза FeO; зовнішнього  $\alpha$ -Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> і середнього Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>. З трьох окидів вюститна фаза (FeO) належить до найбільш розупорядкованих окидів з дірковою провідністю Р-типу, в якій до 11% вузлів підґратки іонів заліза можуть бути вільними, а концентрація дірок ( $\equiv$ Fe<sup>3+</sup>) досягає 20%. Концентрація вільних іонів заліза при 1000 °С становить 7-11% [10].

Тому з появою в окалині FeO (при  $t > 575$  °С) починається інтенсивне окислення заліза. Оскільки міцність зчеплення окидної плівки з металом зменшується з її потовщенням – з'являються напруження, зникає когерентність ґраток, плівка погано утримується на металі, тому вона розтріскується і відшаровується.

При високому вмісті домішок в металі відбувається їхнє вибіркове окиснення і вони

входять до складу окалини, утворюючи складні структури шпінельного типу: NiO·Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; FeO·Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; FeO·Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> або складні тверді розчини FeO·NiO.

Тому при наявності легуючих елементів в залізі і сталі змінюється склад окалини в усіх зонах, але найбільш сильній зміні піддається внутрішній шар. Так при введенні до складу сталі алюмінію або хрому внутрішній шар збагачується оксидами цих елементів, кількість вільної вюститної фази в ньому зменшується, окалина набуває складної будови типу шпінелі (FeO·Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). Зважаючи на велику щільність упакування атомів в ґратках і менші міжатомні відстані та невелику кількість вакансій, дифузійні процеси погіршуються і швидкість окиснення знижується.

Так, додавання до заліза деяких елементів сприяє утворенню окалини складної кристалічної структури. У результаті початок утворення вільної вюститної фази переміщується в область високих температур і зчеплення окалини з поверхнею основи збільшується.

Для отримання якісного емалевого покриття важливе значення має перетворення сталі, що відповідає критичній точці AC<sub>3</sub> (рис.1, табл. 1), яка для чистого заліза дорівнює 911°С, що можна спостерігати на фазовій діаграмі Fe-C структури сталі в рівноважному стані [4]. З підвищенням вмісту вуглецю ця точка знижується, і при його вмісті 0,1% вона становить AC<sub>3</sub>= 865 °С.

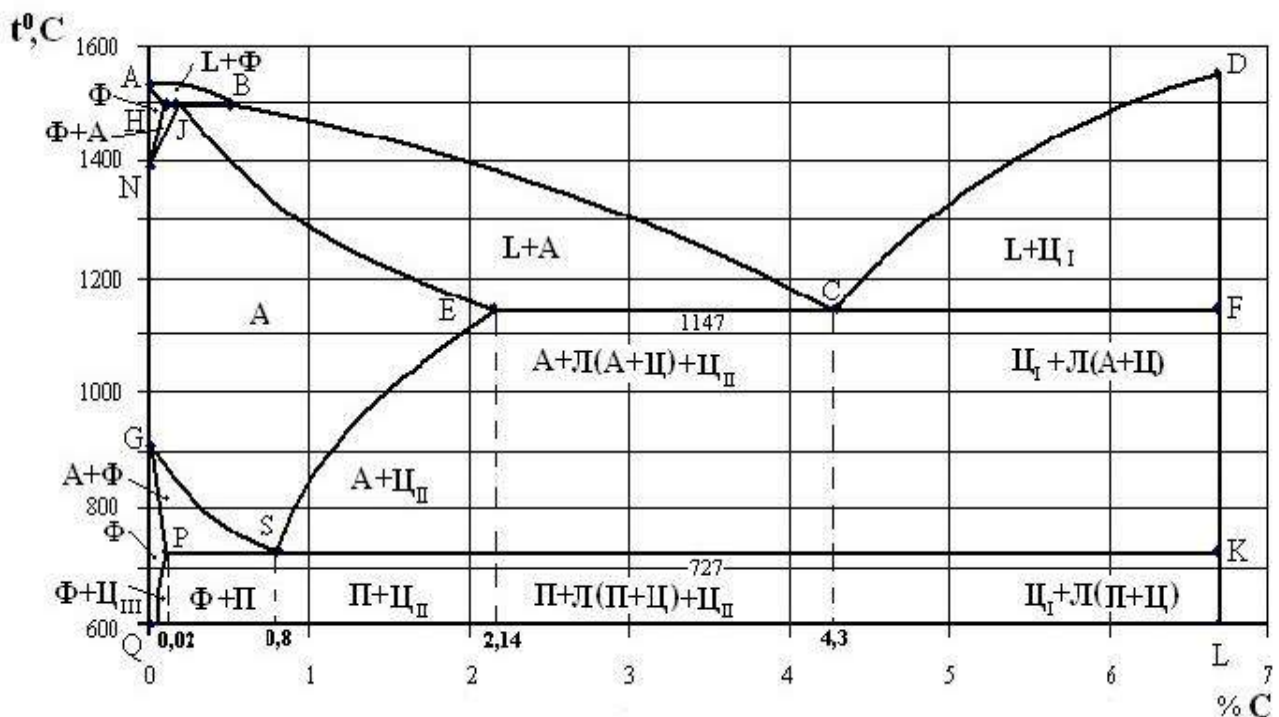


Рисунок 1 – Діаграма залізо-вуглець

Табл. 1 - Координати основних точок діаграми

Точки	Кординати	
	t°, C	% C
A	1539	0
B	1499	0,5
H	1499	0,1
J	1499	0,16
N	1392	0
E	1147	2,14
C	1147	4,3
F	1147	6,67
D	1550	6,67
G	911	0
P	727	0,02
S	727	0,8
K	727	6,67
Q	600	0,01
L	600	6,67

Сталь, нагріта вище  $AC_3$ , перетворюється повністю в аустеніт. При наступному охолодженні відбувається перекристалізація і усуваються дефекти в структурі сталі, які були до нагрівання: текстурованість, викликана впливом прокатки; нерівномірність зерна, пов'язана з неправильною попередньою обробкою сталі; крупнозернистість, обумовлена перегрівом сталі і т.п. З цієї точки зору, відпал емалі вище точки  $AC_3$ , повинен сприятливо впливати на властивості сталі.

Однак відпал емалі в області аустенітного стану сталі має істотні недоліки, внаслідок насичення сталі воднем та сильної деформації виробів. Тому намагаються проводити відпал нижче точки  $AC_3$  і застосовувати більш легкоплавкі емалі, або використовувати спеціальні сталі з більш високим положенням цієї точки. Дослідження показали, що при відпалі в області двофазного стану сталі (50% фериту + 50% аустеніту) в емалевому покритті з'являється досить значна кількість бульбашок.

На якість емалевого покриття суттєво впливають також ще перетворення сталі, що відбуваються при більш низьких температурах, коли емаль переходить в крихкий стан. Ці перетворення пов'язані із зміною розчинності вуглецю у фериті, яка зменшується зі зменшенням температури.

Незважаючи на незначну розчинність вуглецю у фериті при  $700^\circ\text{C}$  (0,02-0,03%) властивості сталі помітно змінюються при наступному розпаді фериту і виділенні надлишкового цементиту  $C_{III}$ . Якщо прискорене охолодження нижче за  $700^\circ\text{C}$ , то процес розпаду фериту відбувається при низькій температурі (старін-

ня), при цьому підвищуються міцність і твердість, знижуються пластичність і в'язкість сталі [3]. При подальшому нагріванні сталі відмічається явище повернення, тобто перехід всіх властивостей до вихідного стану. Якщо охолодження сталі нижче  $700^\circ\text{C}$  було повільним, то старіння сталі не спостерігається. Вплив старіння на властивості стає особливо помітним в низьковуглецевих сталях, де твердість може збільшитися в 2-2,5 рази. Спеціальні сталі, які містять елементи – стабілізатори (титан, ніобіт) до старіння не схильні.

Для емальованої сталі важливе значення має характер структури цементиту  $C_{III}$ , який іноді називають структурно-вільним цементитом. Форма розташування і розмір часток цього цементиту впливають на в'язкість сталі, здатність до глибокої витяжки; висока якість сталі отримується при дрібнозернистому і рівномірному його розподілі. Сталь втрачає здатність до глибокої витяжки, якщо  $C_{III}$  виділяється у вигляді грубих включень із стрічковим розташуванням і скупченням в окремих місцях, а також по межі зерен фериту.

Хімічний склад сталі істотно впливає на якість емалевого шару. Пропоновані марки сталі під емалювання номенклатури трубопроводів і з'єднувальних частин до них такі:

1. Нафтопровідні труби – трубна холодно- і гарячодетформована заготовка, виготовлена зі сталі марок 10, 15, 20, 25 за (DIN 1016) і 15Г, 20Г, 15Х, 20Х за (DIN EN 10083).
2. Обсадні труби – сталь така ж.
3. Сталеві сполучні частини до труб – сталь 20 (DIN 1016), 10Г2 (DIN EN 10083).
4. Насосні штанги – сталь 40 (DIN 1016), 20Н2М і 30ХМА (DIN EN 10083) при мінімальному вмісті С, Si, Mn, Cr.

Шкідливий вплив вуглецю полягає головним чином в тому, що в процесі відпалу емалі він окиснюється і виділяється у вигляді газів  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ , що викликає утворення бульбашок на емалі. На сталі, що містить  $\text{C} > 0,12\div 0,15\%$ , важко отримати якісне емалеве покриття, так як при  $t > 700^\circ\text{C}$ , вуглець починає окиснюватися. Тому для емалювання застосовують сталі з вмістом  $\text{C} \leq 0,10\%$  або спеціальним відпалом видаляють вуглець з поверхні. Крім того, вуглець знижує температуру аустенітного перетворення і тим самим сприяє насичення воднем сталі і викривленню виробів в процесі відпалу емалі. Вуглець впливає на такі фізичні властивості сталі, як коефіцієнт термічного розширення, теплопровідність та ін.

При збільшенні вмісту вуглецю в сталі з'являються дефекти на емалевому покритті: чорні цятки, бульбашки, сліди закипання.

У пропонованих раніше сталях вміст вуглецю значно перевершує це значення. Тому необхідно усунути зазначений негативний фактор технологічних процесів видалення вуглецю.

Зазвичай кількість кремнію в емальованих сталях обмежується 0,1%. Кремній є шкідливим елементом.

У пропорованих сталях вміст кремнію також знаходиться за вказаною межею, що негативно впливає на процес емальовання і вимагає технологічних заходів для його нейтралізації.

Вміст інших легуючих добавок Mn, Cr, Ti, а також Ni та V значно меншою мірою впливає на якість емалевого покриття.

#### **Висновки.**

Таким чином, основні переваги склоемалевого покриття:

- покриття металу емаллю підвищує механічну міцність системи на 15-20 %;
- емалеве покриття захищає труби від корозії і блукаючих струмів (термін служби труби збільшується в 5-10 разів);
- емальовані труби мають виключно високу хімічну і корозійну стійкість проти дії рухомих частинок;
- завдяки бездоганно гладкій поверхні всередині труби значно зменшується кількість відкладень і збільшується пропускна здатність трубопроводів на 20-25 %, знижуються гідравлічні втрати (це дає можливість розробляти магістралі меншого перетину і використовувати обладнання меншої потужності);
- термостійкі склоемалеві покриття витримують термоудар 300-350°C;
- емаль не відшаровується, якщо деформація підкладки (металу) не перевищує меж пружності;
- емалеве покриття є найбільш економічно вигідним способом захисту трубопроводних систем;
- емалеве покриття є екологічно чистим і має високу технологічність.

Емальована труба – це унікальне поєднання механічної міцності труби і корозійної стійкості скла.

У даний час на практиці в умовах виробництва було неодноразово підтверджено, що захисне емалеве покриття труби гарантує продовження терміну служби трубопроводів на багато років.

Зазначені характерні особливості емалевого покриття обумовлюють перспективність широкого використання та впровадження провідними підприємствами України склоемалевих покриттів труб, оскільки це один з найкращих захистів трубопроводів.

#### **Література**

1. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. Т.6 / Ю.М.Басарыгин, В.Ф.Будников, А.И.Булатов – М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004 – 447с.
2. Гонник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения / А.А.Гонник – М.: Недра, 1976.–193 с.
3. Варгин В.В. Эмалирование металлических изделий / В.В.Варгин – М.:Машиностроение, 1972. – 494 с.
4. Шаповалов В.И. Влияние водорода на структуру и свойства железуглеродистых сплавов / В.И. Шаповалов – М.:Металлургия, 1982. – 232 с.
5. Гутман Э.М. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Э.М. Гутман, К.Р Низамов, М.Д. Гетманский, Э.А. Назимов – Учебное пособие – М.:Недра, 1983 –150 с.
6. Dietzel A. Emaillierung Wissens chaftliche Grundlagen und Crandzuge der Technologie / A. Dietzel – Springer – Verlag Berlin-Heidelberg, New-York, 1981.– 316 с.
7. Новаковский В.М. Преодоление коррозии – важнейшая задача науки / В.М.Новаковский // II Международный конгр. Защита-95: Тез.докл. ГАНГ им. И.М.Губкина –1995. –С. 67-70.
8. Совершенствование способов борьбы с парафином в условиях интенсивных солеотложений и коррозии месторождений полуострова Мангышлак// КазНИПИнефть. Тема 339/81. Рук.работы: Н.В. Смольников, А.П. Ивлев – 1981–136 с.
9. Петцольд А., Пешман Г. Эмаль и эмалирование / А.Петцольд, Г. Пешман – Справочник: Пер. с нем. Е.К. Бухмана – М.: Металлургия, 1990– 576 с.
10. Хауфе К. Реакции в твердых телах и на их поверхности / К.Хауфе – Пер. с англ. – М.: ИЛ, 1963 – Т.1. – 272 с.
11. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Исследование начальных стадий окисления металлов в газовой среде / И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев // II Международный конгр. Защита-95:Тез.докл.ГАНГ им. И.М. Губкина 1995– С.93-98.

12. Бучинський М.Я. Застосування емалей для підвищення корозійної стійкості пар тертя насосних агрегатів у нафтогазовидобутку /М.Я. Бучинський, А.М. Чернявський, О.М. Шиян //

Геологія, буріння та експлуатація родовищ нафти і газу : Вип.2 : збірник наук. праць.– К. : ВАТ «Український нафтогазовий інститут», 2000. – 133 с.

*В статье проведен анализ особенностей разработки месторождений углеводородного сырья и проблемы обеспечения надежности и долговечности нефтепромыслового оборудования и трубопроводных систем. Рассмотрены значение коррозионных процессов трубопроводов и причины повышения их интенсификации. Проанализирован технологический процесс эмалировки труб. Дана оценка свойствам стеклоэмалевых покрытий нефтепромыслового трубопроводного оборудования как эффективного способа защиты от коррозии. Дано определение понятия эмали и осуществлен анализ задач, выполняет покрытие эмалью металла. Определены основные факторы и подробно рассмотрены условия получения качественного стеклоэмалевого покрытия. Охарактеризовано марки стали с точки зрения химического состава, лучше поддаются эмалевым покрытием, а также определены основные его преимущества и предоставлено номенклатуру трубопроводов и соединительных частей к ним.*

**Ключевые слова:** углеводородное сырье, коррозия металлов, эмаль, стеклоэмалевое покрытия труб.

**Відомості про авторів:**

Бадула Іван Іванович, викладач спеціальних дисциплін, Полтавський коледж нафти і газу Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, Україна, 36023, м. Полтава, вул. М. Грушевського, 2а.

E-mail: ivanbadula@gmail.com.

orcid.org/0000-0001-6235-2683.

Нос Сергій Миколайович, викладач спеціальних дисциплін, Полтавський коледж нафти і газу Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, Україна, 36023, м. Полтава, вул. М. Грушевського, 2а.

E-mail: pansergik@gmail.com.

orcid.org/0000-0001-9038-8077.



УДК 622.243.24

## АСПЕКТИ ДОЦІЛЬНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ АЛЮМІНІЄВИХ БУРИЛЬНИХ ТРУБ

**Я. Я. Вирста,**

викладач, Полтавський коледж нафти і газу  
Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка

*Обґрунтовано доцільність застосування алюмінієвих бурильних труб у нафтогазовій галузі, що сприяє підвищенню надійності бурильної колони та зменшенню відмов при бурінні свердловин. Узагальнено конструктивні виконання легкосплавних бурильних труб.*

**Ключові слова:** бурильна колона, легкосплавні бурильні труби, горизонтальна свердловина, горизонтальна свердловина великої довжини, надійність.

## ASPECTS OF ALUMINIUM FEASIBILITY DRILL PIPE

**Y. Vyrsta,**

lecturer, Poltava oil and Gas College,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

*Expediency of application of aluminium boring pipes is reasonable in oil and gas industry that assists the increase of reliability of boring column and reduction of refuses at well-drilling. Structural implementations of lightweight boring pipes are generalized.*

**Keywords:** boring column, aluminum boring pipes, horizontal mining hole, horizontal mining hole of large length, reliability.

**Вступ.** Паливно-енергетичний комплекс – одна з вирішальних складових економіки України, яка обумовлює національну безпеку держави. Через обмеженість ресурсів нафти та газу доводиться освоювати родовища на більших глибинах, застосовувати горизонтальне та похилоспрямоване буріння. Сучасні технології буріння свердловин розраховані на підвищення потужності обладнання чи застосування альтернативних матеріалів. Ресурси підвищення потужності приводів є обмеженими та економічно недоцільними. Тому економічно раціональним є застосування легкосплавних матеріалів. Складність у даному випадку полягає в обґрунтованому виборі матеріалу. Серед можливих варіантів є алюмінієві сплави, відомі з минулого століття. Упродовж останніх років зарубіжний досвід застосування високоміцних алюмінієвих деформованих сплавів для виготовлення бурильних труб засвідчив їх значні переваги над сталевими, серед яких головними є менша питома вага та вища питома міцність. Даний фактор є особливо важливим за сучас-

них умов, коли зростає потреба у розробці нових родовищ на великих глибинах та в складних геологічних умовах.

Сьогодні застосування алюмінієвих сплавів є обмеженим у нафтогазовій галузі України. Незважаючи на суттєві переваги ЛБТ: зміцнення зовнішньої поверхні бурильних труб, висока чистота поверхні, точність виготовлення за геометричними параметрами, включаючи прямолінійність, овальність, різностінність, що забезпечує високошвидкісний, невібраційний режим буріння, безперешкодне переміщення керноприймача внутрішнім каналом бурильних труб, різьбове з'єднання труб підвищеної міцності та герметичності – бурові підприємства України застосовують здебільшого сталеві труби.

**Аналіз останніх джерел досліджень і публікацій.** Обсяги буріння горизонтальних свердловин великої довжини з кожним роком збільшуються як у вітчизняній, так і зарубіжній практиці буріння. Так у 2015 році ВАТ «НК «Роснефть» у складі Консорціуму проекту

«Сахалін-1» успішно завершили буріння найдовшої у світі горизонтальної свердловини (ГСБП) 0-14 [1], пробуреної в напрямку крайній південно-східній частині родовища «Чайво» з бурової платформи «Орлан». Свердловина має довжину по стовбуру 13500 м, і горизонтальну ділянку стовбура – 12033 м.

Аналіз вітчизняних і зарубіжних технологій, а також технічних засобів, що застосовуються для проведення ГСВД, дозволяє зробити висновок про те, що раціональне компонування бурильної колони (БК) й експлуатаційні характеристики бурильних труб є визначальними факторами, які впливають на ефективність буріння таких свердловин. Легкосплавні бурильні труби (ЛБТ) застосовуються при бурінні нафтових і газових свердловин глибиною від 4000 до 7000 м, у тому числі й горизонтальних свердловин великої довжини. Буріння з їх застосуванням здійснювалось на 70-80 % від об'єму проходки нафтових і газових свердловин. ЛБТ до 1990 року застосовувалися в багатьох країнах світу, зокрема при бурінні Кольської надглибокої свердловини СГ-3 за допомогою установки Уралмаш-15000. ЛБТ мають ряд переваг над СБТ, серед яких:

- підвищена точність виготовлення труб;
- збільшена глибина свердловини;
- зменшена кількість відмов колон при бурінні та СПО;
- відсутнє руйнування труб від корозійної втоми;
- полегшена проводка похилих свердловин;
- зменшена енергоємність процесу буріння;
- скорочення транспортних витрат при перевезенні;
- зменшена вартість бурових робіт.

**Виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми, яким присвячується стаття.** Бурильні труби в процесі роботи витримують значні навантаження, але основною проблемою в процесі буріння є недостатня надійність бурильних труб та з'єднувальних вузлів, яка призводить до збільшення тривалості виробничого процесу і, як наслідок, спричиняє значні витрати часу на заміну труб, які вийшли з ладу в результаті відмов. У зв'язку з цим виникає необхідність щодо збільшення надійності колони труб та підвищення продуктивності праці при бурінні свердловин.

Отже, проблема підвищення надійності бурильних колон є актуальною в сучасному виробництві.

**Мета роботи:** обґрунтування доцільності застосування алюмінієвих бурильних труб у

нафтогазовій галузі, що сприяє підвищенню надійності бурильної колони та зменшенню відмов при бурінні свердловин, узагальнення переваг застосування бурильних труб з алюмінієвих сплавів із зовнішніми гвинтовими спіральними ребрами та алюмінієвих бурильних труб у складі комбінованих колон при бурінні горизонтальних свердловин великої протяжності.

**Основний матеріал і результати.** Основними обмеженнями під час буріння нижніх інтервалів горизонтальних свердловин є проблеми очищення стовбура від шламу, а також труднощі при доведенні осевого навантаження й обертового моменту до долота в процесі подолання сил опору, які, у свою чергу, протидіють переміщенню та обертанню бурильної колони (БК).

Найбільш небезпечним наслідком дії стискаючих навантажень є локальна втрата БК поздовжньої стійкості, яка відбувається спочатку у формі плоскої синусоїди, що переходить у міру збільшення навантаження до вигляду просторової спіралі («баклінг»). При бурінні з обертанням БК «баклінг» проявляється також у формах коливної плоскої синусоїдальної або просторової спіральної змійки, що планетарно обкочується навколо осі свердловини при дії поєднання навантажень: поздовжніх стискаючих і відцентрових поперечних [2].

Перевищення стискаючих зусиль за критичні навантаження «баклінгу» супроводжується значним зростанням притискаючих зусиль в контакт «БК – стінки свердловини», що може призвести до «зависання» та заклинювання колони.

При бурінні горизонтальних свердловин (ГС) для боротьби з «баклінгом» стиснутої частини БК, згідно з рекомендаціями [3], використовуються наступні методи:

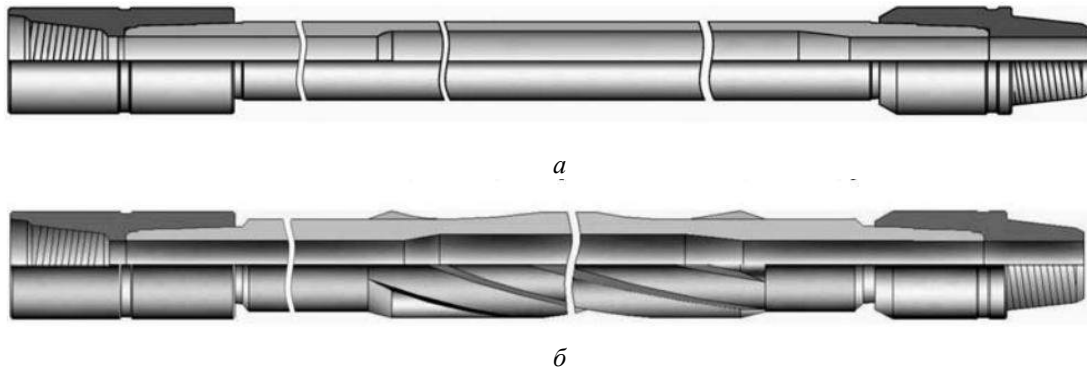
- застосування більш жорстких компоновок БК, що включають товстостінні труби, зі збільшеним зовнішнім діаметром, спіральними ребрами зовнішньої поверхні, а також оснащені протекторами в центрі труби;
- зниження ваги БК на горизонтальній ділянці;
- зниження опорів при переміщенні БК шляхом покращення очищення ГС та включенням до компонування спеціальних пристроїв типу «гідроклин»;
- обмеження режимів буріння в режимі «слайдингу», тобто без обертання БК.

Усі вищезазначені рекомендації спрямовані, з одного боку, на підвищення поздовжньої жорсткості БК, а з іншого – на зниження

опорів при переміщенні БК у ГС. Однак наведені рекомендації містять взаємно суперечливі вимоги: збільшення жорсткості сталевих бурильних труб завжди пов'язане зі збільшенням їхньої ваги, і як наслідок – із зростанням опору переміщення та обертання БК. Крім того, застосування високих частот обертання БК викликає підвищений знос замків і тіла труб на горизонтальній ділянці стовбура, а також знижує довговічність бурильних труб.

Враховуючи специфічні фізико-механічні властивості алюмінієвих сплавів, при бурінні

ГС доцільно проводити заміну сталевих бурильних труб на легкосплавні, зокрема, бурильні труби з алюмінієвих сплавів із зовнішніми гвинтовими спіральними ребрами (рис. 1). До таких властивостей належать: невелика питома вага, висока плавучість у буровому розчині, питома міцність, більш висока, порівняно з СБТ, гнучкість, яка полегшує розміщення труб у сильно викривлених ділянках стовбура.



**Рис. 1. Легкосплавні бурильні труби:**  
*а – ЛБТ – базове виконання; б – ЛБТ – виконання із зовнішніми гвинтовими спіральними ребрами*

У вітчизняній та зарубіжній практиці буріння з кожним роком збільшуються обсяги буріння горизонтальних свердловин. Але основними обмеженнями при бурінні таких свердловин є:

- складності при доведенні осьового навантаження й обертаючого моменту до породоруйнівного інструменту в процесі подолання сил опору переміщенню та обертанню бурильної колони;
- втрата поздовжньої стійкості БК;
- проблеми очищення горизонтального стовбура від вибуреної породи (шламу);
- прогресуючий знос замків і тіла бурильних труб (БТ);
- проблеми підведення гідравлічної енергії до вибійного двигуна;
- забезпечення необхідних параметрів промивки свердловини (витрати і тиску).

Аналіз зарубіжних технологій, а також технічних засобів, що застосовуються для проведення горизонтальних свердловин великої довжини (ГСВД), дозволяє зробити висновок про те, що раціональне компонування бурильної колони (БК) і експлуатаційні характеристики бурильних труб є визначальними факторами, що впливають на ефективність буріння таких свердловин. Застосування комбінованих

БК із включенням легкосплавних бурильних труб (ЛБТ) дозволяє при бурінні ГСВД не тільки істотно знизити навантаження на підйомну частину бурової установки, але й збільшити довжину горизонтального стовбура (ГС) таких свердловин [4].

У процесі буріння ГСВД практично вся БК знаходиться під дією стискаючих зусиль, тоді як при проведенні вертикальних і похилих свердловин з невеликими зенітними кутами основна частина БК є розтягнутою. Найбільш небезпечним наслідком дії стискаючих навантажень є локальна втрата БК поздовжньої стійкості. Поздовжню стійкість труби помітно збільшує наявність протекторного потовщення на алюмінієвих бурильних трубах (рис. 2), так само як і зниження відстані між замками і протектором.

Розрахунки показують, що ребра зовнішньої поверхні алюмінієвої труби сприяють збільшенню її поздовжньої стійкості, за рахунок підвищення жорсткості, а скорочення довжини підсилює цей ефект. Однак основний ефект від включення ЛБТ до складу комбінованої компоновки БК при бурінні ГСВП полягає в зниженні опору при переміщенні і обертанні БК в ГС, що досить переконливо проілюстровано наведеним нижче прикладом. На підставі про-

ведених розрахунків [5], наприклад, ЛБТ 147x13, у яких модуль Юнга і вага одного погонного метра в розчині нижчі, ніж у працюючих в тих же умовах СБТ близьких типорозмірів, ЛБТ можуть втратити поздовжню стійкість при менших значеннях критичних стис-

каючих навантажень. Застосування протектора підвищує на 50% їх опір поздовжньому згину, а спіральні ребра ще більше збільшують ефект, дозволяючи довести поздовжню стійкість цих труб до рівня, що перевершує СБТ 127x9,19.



*Рис. 2 ЛБТ – виконання з протекторним потовщенням*

Фізичне пояснення отриманим співвідношенням полягає в тому, що у ЛБТ, більш легких, ніж СБТ близьких типорозмірів, зі збільшенням глибини свердловини повільніше зростають втрати на опір переміщенню, що дозволяє зберегти ресурс стискаючого зусилля для підтримки необхідного навантаження на долото. Отже, застосування алюмінієвих БТ стає особливо актуальним при бурінні ГСВД.

#### **Висновки**

У статті обгрунтовано доцільність застосування алюмінієвих бурильних труб у нафтогазовій галузі, що сприяє підвищенню надійності бурильної колони та зменшенню відмов при бурінні свердловин. Узагальнено конструктивні виконання легкосплавних бурильних труб. Запропоновано практичні рекомендації для збільшення ресурсу бурильних труб у процесі експлуатації. Розглядаються переваги застосування бурильних труб з алюмінієвих сплавів із зовнішніми гвинтовими спіральними ребрами та алюмінієвих бурильних труб у складі комбінованих колон при бурінні горизонтальних свердловин великої довжини.

#### **Література**

1. Басович В.С. Перспективы применения легкосплавных бурильных труб с наружным спиральным оребрением для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов / В.С. Басович, И.Н. Буяновский, И.В. Петункин. // «Бурение и нефть» – 2015. – № 6 – С. 42-47.
2. Басович В.С. Перспективы применения легкосплавных бурильных труб с наружным спиральным оребрением для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов / В.С. Басович, И.Н. Буяновский, В.В.Сапунжи // «Бурение и нефть» – 2014. – № 5 – С. 42-46.
3. Wu J. and Juvkam-Wold H.C. Coiled Tubing Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells // SPE Drilling & Completion. 1995, March. P. 16 – 21.
4. Файн Г.М. Нефтяные трубы из легких сплавов / Г.М.Файн, В.Ф. Штамбург, С.М.Данелянц. – Недра, 1990. – 222 с.
5. Басович В.С. и др. Проектирование бурильных колонн с применением алюминиевых труб для бурения ГС с большим удалением от вертикали / В.С. Басович // Технология ТЭК – 2002. – №7.

*Обоснована целесообразность применения алюминиевых бурильных труб в нефтегазовой отрасли что способствует повышению надежности бурильной колонны и уменьшению отказов при бурении скважин. Обобщены конструктивные выполнения легкосплавных бурильных труб.*

**Ключевые слова:** бурильная колонна, легкосплавные бурильные трубы, горизонтальная скважина, горизонтальная скважина большой длины, надежность.

#### **Відомості про автора:**

Вирста Ярослав Ярославович, викладач спеціальних дисциплін, Полтавський коледж нафти і газу Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, Україна, 36023, м. Полтава, вул. М. Грушевського, 2а.

E-mail: slava88888vi@yandex.ua

orcid.org/0000-0002-0787-6414.





УДК 621.791.035

## ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ ІНГІБІТОРІВ ГІДРАТІВ У ЗАХИСТІ ГАЗОПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ

**М. В. Петруняк,**

кандидат технічних наук, доцент, кафедра видобування нафти газу та геотехніки,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

**С. Ю. Кулакова,**

кандидат економічних наук, доцент, кафедра економіки підприємства та управління персоналом,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

*У статті проаналізовано проблеми гідратування, які виникають при технологічних процесах видобутку, підготовки та транспорту газу. Розглянуто можливість використання нового реагенту «РЕНА-Кристал», як добавки до метанолу, для попередження гідратування на газоконденсатних родовищах. Викладено результати розрахунку антигідратних властивостей «РЕНА-Кристал». За результатами промислових випробувань продемонстровано ефективність використання нового інгібітора для попередження гідратування в системі підготовки на Яблунівській установці комплексної підготовки газу. Результати промислових випробувань підтвердили ефективність застосування «РЕНА-Кристал» для попередження утворення гідратів.*

**Ключові слова:** гідратування, інгібітор, метанол, газопромислове обладнання, ефективність використання.

## TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC ASPECTS OF USE OF HYDRATE INHIBITOR FOR GASINDUSTRIAL PROTECTION EQUIPMENT

**M. Petrunyak,**

Ph.D., assistant Professor, Department of gas, oil and geotechnics,  
Poltava National Technical University named after Yuriy Kondratyuk.

**S. Kulakova,**

Ph.D., assistant Professor, Department of economics enterprise and management personnel,  
Poltava National Technical University named after Yuriy Kondratyuk.

*The article analyzes the problems of hydrate formation, which arise in the process of extraction, preparation and transport of gas. The possibility of using a new reagent «RENA-Crystal», as an additive to methanol to prevent hydrate formation in the gas condensate fields. The results of the calculation antigidratnyh properties of «RENA-Crystal». According to the results of industrial tests demonstrated the effectiveness of using a new inhibitor for the prevention of hydrate formation in the training system to Yablunivska comprehensive gas treatment unit. industrial test results confirmed the effectiveness of the «RENA-Crystal» to prevent the formation of hydrates.*

**Keywords:** hydrate inhibitor, methanol, gasindustrial equipment, efficiency of use.

**Постановка проблеми.** У технологічних процесах видобутку, підготовки та транспорту газу тверді газові гідрати викликають серйозні проблеми, пов'язані з порушенням технологічних процесів [1].

У загальному випадку утворення газових гідратів обумовлено наявністю в потоці газу водної фази, яка за певних термобаричних

умовах у газопроводі здатна утворювати з компонентами газу тверді снігоподібні клатратні сполуки кубічної структури переважно з ван-дер-ваальсовим характером взаємодій [3]. Процес утворення гідратів залежить від фізико-хімічних характеристик газу [1]. Імовірність гідратування збільшується з підвищенням тиску і зниженням температури [3].

Утворення гідратів у привибійній зоні викликає падіння дебіту свердловини на 18-19% для початкової температури нижче рівноважної на 2 К [22]. Найбільш сприятливі умови для утворення газових гідратів створюються при неконтрольованому викиді пластової води, що надходить в газотранспортну систему з газом зі свердловин родовища.

Гостро стоїть питання підготовки газу для його транспортування по газопроводах великої протяжності [4, 6], особливо на ділянках з високими швидкостями потоку середовища. Крім того, гідрати закупорюють частково або повністю прохідний переріз труби, що призводить до виникнення зон із підвищеним тиском. При продавлюванні газогідратної пробки на газорозподільних станціях можуть виникнути умови для газодинамічного удару, котрий є одним із механізмів стрімкого руйнування трубопроводів.

Гідратоутворення призводить до серйозних ускладнень при експлуатації газових родовищ та навіть великих аварій. Таким чином, запобігання цих ускладнень при знижених експлуатаційних витратах є актуальною науково-технічною та виробничою проблемою.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** У працях вітчизняних і зарубіжних вчених Аксентєва О.О., Баснієва К.С., Гуліянца С.Т., Єгорової Г.І., Істоміна В.О., Істоміна О.М., Соловйова В.О. Сулейманова Р.С., Ходаковського В. та інших досліджуються питання ефективності методів боротьби з техногенним гідратоутворенням в свердловинах, системах збору і промислової підготовки природних і попутних нафтових газів. Детально досліджено вплив інгібіторів на зрушення фазової рівноваги газових гідратів, методики розрахунку норм витрати термодинамічних інгібіторів різного складу. Особливий інтерес викликають обговорення інгібіторів гідратів різних класів – як інгібіторів гідратоутворення (термодинамічних і кінетичних), так і інгібіторів гідратовідкладення. Однак, на даний час питання підвищення ефективності використання інгібіторів різного складу з позицій зниження витрат в сучасних умовах ускладнення умов функціонування підприємств нафтогазового комплексу та з врахуванням впливу науково-технічного прогресу все ще залишаються актуальними.

**Постановка завдання.** Основною метою даного дослідження є вивчення шляхів підвищення ефективності використання інгібіторів гідратів для захисту газопромислового обладнання від гідратоутворень.

**Виклад основного матеріалу дослідження.** Для уникнення проблеми гідратоутворення,

потрібно усунути хоча б одну з головних умов існування гідратів: низьку температуру, високий тиск або високу вологість газу.

На даний момент, в світі існує ряд методів боротьби з гідратами, що уже утворилися: хімічні, теплові та механічні. Для попередження гідратоутворення в потік газу вводяться інгібітори, проводиться осушення газу від парів води, температура газу підтримується вищою температури гідратоутворення, а тиск нижче тиску гідратоутворення.

Але найефективнішим для попередження гідратоутворення є метод введення в потік газу інгібіторів.

Інгібіторами можуть бути електроліти, гліколі, спирти. Вони розчиняються у воді, яка є в потоці газу, і значно знижують тиск парів води. В такому випадку гідрати можуть утворюватися, але при низькій температурі. Інгібітори можна вводити і при наявності гідратів, що вже утворилися. Вони знижують тиск парів води, порушується рівновага гідрати-вода, пружність парів води над гідратами стає більшою, ніж над водним розчином, а це сприяє їх розкладанню. На практиці використовують такі антигідратні інгібітори, як діетиленгліколь (ДЕГ), хлористий кальцій та ін.

Проте найбільш поширеним антигідратним реагентом, який використовується як для попередження гідратоутворення, так і для ліквідації гідратних відкладень, є метанол [2]. Використання метанолу як інгібітора гідратоутворення ґрунтується на зміні рівноважних умов гідратоутворення у водних розчинах в бік низьких температур, тим самим запобігається утворення гідратів при заданих термобаричних умовах. Крім того, широке застосування метанолу в якості інгібітора гідратоутворення на газовидобувних підприємствах обумовлено наступними причинами:

- відносно низька вартість (порівняно з іншими інгібіторами);
- найвища серед відомих інгібіторів антигідратна активність, що зберігається навіть при низьких температурах;
- дуже низька температура замерзання розчинів метанолу і виключно мала їх в'язкість навіть при температурах нижче  $-50^{\circ}\text{C}$ ;
- некорозійність метанолу та його водних розчинів;

Проте використання інгібіторів на основі метанолу має ряд серйозних недоліків [3], до яких належать:

- дуже висока токсичність (як при дії парів, так і при попаданні на шкіру і всередину організму), а також висока пожежонебезпека;

- можливість випадання солей при змішуванні з сильно мінералізованою пластовою водою і, як наслідок, солевідкладення в промислових комунікаціях;
- прискорене зростання кристалогідратів у присутності розбавлених водних розчинів метанолу у недостатній концентрації для попередження гідратів;
- дуже висока летючість парів метанолу [3].

Показники ефективності роботи систем збору та підготовки транспорту газу, покращення екологічних характеристик напряду пов'язані із розробленням економічних технологій використання метанолу, що актуально для газової промисловості.

Основні вимоги для сучасного інгібітору мають бути такими:

- 1) низьке дозування інгібітору;
- 2) екологічна безпека;
- 3) низька токсичність і пожежонебезпека;
- 4) сумісність з морською і пластовою водою;
- 5) відсутність потреби у спеціальних заходах зберігання і транспортування.

Таким вимогам відповідає високоефективний інгібітор гідратуутворення «РЕНА – Кристал» (концентрат). Він використовується у вигляді 3-5%-го розчину пакету присадок, який розчиняється в метанолі, та призначений для запобігання обмерзання внутрішніх поверхонь газопроводів та утворення гідратних пробок при видобутку та транспортуванні газу. Крім цього інгібітор гідратуутворення «РЕНА – Кристал» (концентрат) має антикорозійні властивості та є інгібітором асфальто-смолистих відкладень (АСПВ).

Інгібітор «РЕНА – Кристал» забезпечує у порівнянні з метанолом в 2,5–4 рази меншу норму витрат, не викликає корозію газопромислового устаткування. Крім того, він належить до IV класу небезпечних речовин та розкладається у ґрунті, не забруднюючи його.

Використання інгібітора гідратуутворення «РЕНА-Кристал» (концентрат) на газопромислах дає можливість:

- забезпечити зменшення питомих витрат інгібітора гідратуутворення в порівнянні з метанолом та, як наслідок, здешевлення транспортних витрат по доставці інгібітора;
- забезпечити антикорозійний захист внутрішніх поверхонь газопровода та обладнання;
- зменшити ризик виникнення аварійних ситуацій екологічного характеру; шкідливі викиди в атмосферу та ґрунт та, як наслідок, плату за викиди.

Основні фізико-хімічні показники інгібітора «РЕНА – Кристал» наведені в таблиці 1.

Питання доцільності промислового випробування реагенту «РЕНА-Кристал» (3% розчин у метанолі) для захисту газопромислового обладнання від гідратуутворень було досліджено на установці комплексної підготовки газу (УКПГ) Яблунівського родовища (рис.1).

Дослідно-промислові випробування на Яблунівській УКПГ проводились у відповідності до затвердженої головним інженером ГПУ «Полтавагазвидобування» Програми випробувань та договору. Для проведення випробувань взятий інгібітор гідратуутворення «РЕНА-Кристал» (концентрат) за ТУ У 24.1-30084964-006:2005 виробництва НВК «Галичина», для чого в порожню розхідну ємність Е-17 ( $V=25 \text{ м}^3$ ) закачано  $13,968 \text{ м}^3$  інгібіторного розчину, в тому числі 400 л інгібітора гідратуутворення «РЕНА-Кристал» (концентрат) та  $13,568 \text{ м}^3$  метанолу.

Регулювання (зменшення) подачі інгібітора гідратуутворення «РЕНА-Кристал» проводилось за допомогою зменшення частотного перетворювача на насос Н-6-9. Контрольними параметрами роботи УКПГ визначено:

- параметри роботи свердловин ;
- тиск і температура газу на ВВН ;
- тиск газу 1-ого ступеня сепарації –  $P_1$ ;
- тиск газу 2-ого ступеня сепарації –  $P_2$ ;
- витрата газу (продуктивність УКПГ) –  $Q_i$ ;
- витрата інгібіторного розчину –  $Q_i$ ;
- температура сепарації –  $t_c$ .

**Таблиця 1 – Фізико-хімічні показники якості інгібітора «РЕНА – Кристал»**

№ з/п	Назва показника	Норма за техумовами
1	Зовнішній вигляд	Рідина від світлого до світло-коричневого кольору
2	Густина при температурі $(20 \pm 0,5)^\circ\text{C}$ , $\text{г/см}^3$ , в межах	від 0,791 до 0,830
3	Вміст органічних кисневмісних сполук, %	не менше 92
4	Масова частка нелетких речовин, %	від 3 до 7
5	Кислотне число, мг КОН на 1г. продукту	від 1,5 до 5,5
6	Захисна здатність, %	не менше 80

# Принципова технологічна схема Яблунівської УКПГ

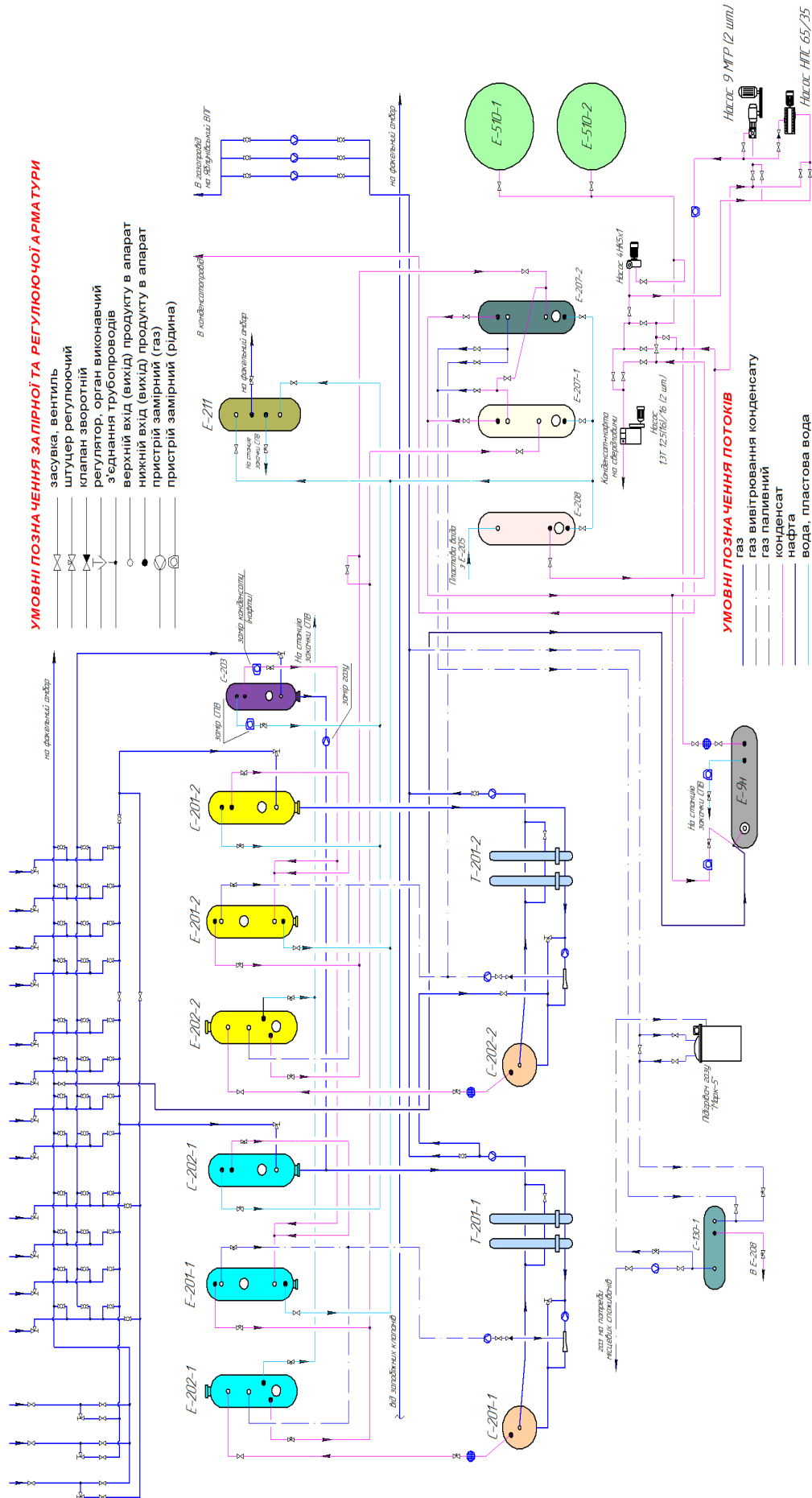


Рис. 1. Принципова технологічна схема Яблунівської УКПГ

**Таблиця 2 – Розрахунок економії витрат матеріалів в результаті впровадження технології видобутку газу із використанням реагенту «Рена-Кристал»**

Період	Базова технологія			Запропонована технологія						
	Витрати метанолу, т	Вартість метанолу, тис. грн.	Всього матеріальних витрат з урахуванням непрямих та транспортних витрат, тис. грн.	Витрати матеріалів, т	В тому числі		Вартість метанолу, тис. грн.	Вартість реагенту «Рена-Кристал», тис. грн.	Всього матеріальних витрат, тис. грн.	Всього матеріальних витрат з урахуванням непрямих та транспортних витрат, тис. грн.
					реагенту «Рена-Кристал», т.	Метанолу, т				
2016	4650,500	181369,50	209481,77	1978,936	59,37	1919,57	74863,15	41557,66	116420,80	134466,03
2017	4938,975	192620,03	222476,13	2101,691	63,05	2038,64	79506,97	44135,51	123642,48	142807,07
2018	5201,000	202839,00	234279,05	2231,191	66,94	2164,26	84405,96	46855,01	131260,97	151606,42
2019	5460,175	212946,83	245953,58	2323,478	69,70	2253,77	87897,17	48793,04	136690,21	157877,19
2020	5781,910	225494,49	260446,14	2460,387	73,81	2386,58	93076,44	51668,13	144744,57	167179,98
2021	6020,760	234809,64	271205,13	2561,025	76,83	2484,19	96883,58	53781,53	150665,10	174018,19
2022	6216,000	242424,00	279999,72	2645,106	79,35	2565,75	100064,36	55547,23	155611,59	179731,38
2023	6388,763	249161,76	287781,83	2718,622	81,56	2637,06	102845,47	57091,06	159936,53	184726,69
2024	6544,125	255220,88	294780,11	2784,734	83,54	2701,19	105346,49	58479,41	163825,90	189218,92
2025	6672,295	260219,51	300553,53	2839,274	85,18	2754,10	107409,74	59624,75	167034,49	192924,84
2026	6814,638	265770,88	306965,37	2899,845	87,00	2812,85	109701,14	60896,75	170597,88	197040,55
Всього	64689,141	2522876,50	2913922,36	27544,289	826,33	26717,96	1042000,45	578430,07	1620430,52	1871597,25
Всього економія матеріальних витрат, тис. грн.										
1042325,10										

**Таблиця 3 – Розрахунок економії витрат на експлуатацію техніки та транспорту, необхідних для проведення операцій в результаті впровадження технології видобутку газу із використанням реагенту «Рена-Кристал»**

Період	Базова технологія			Запропонована технологія			Економія річних експлуатаційних витрат, грн.
	Витрати метанолу, т	Час виконання операції, год.	Всього витрат на експлуатацію техніки, тис. грн.	Витрати матеріалів, т	Час виконання операції, год.	Всього витрат на експлуатацію техніки, тис. грн.	
2016	4650,500	27,19	11420,36	1978,936	11,57	4859,73	6560,63
2017	4938,975	28,88	12128,77	2101,691	12,29	5161,18	6967,59
2018	5201,000	30,41	12772,23	2231,191	13,05	5479,20	7293,04
2019	5460,175	31,93	13408,70	2323,478	13,59	5705,83	7702,87
2020	5781,910	33,81	14198,79	2460,387	14,39	6042,04	8156,75
2021	6020,760	35,20	14785,34	2561,025	14,97	6289,18	8496,16
2022	6216,000	36,34	15264,80	2645,106	15,47	6495,66	8769,14
2023	6388,763	37,35	15689,06	2718,622	15,90	6676,19	9012,86
2024	6544,125	38,26	16070,58	2784,734	16,28	6838,55	9232,04
2025	6672,295	39,01	16385,33	2839,274	16,60	6972,48	9412,85
2026	6814,638	39,84	16734,89	2899,845	16,96	7121,23	9613,66
Всього	64689,141	378,235	158858,85	27544,289	161,051	67641,247	91217,61

**Таблиця 4 – Зведені показники економії поточних витрат підприємства від впровадження технології видобутку газу із використанням реагенту «Рена-Кристал»**

Період	Матеріальні витрати, тис. грн.			Витрати на експлуатацію техніки, тис. грн.			Всього економія витрат, тис. грн.
	Базова технологія видобутку	Технологія із використанням реагенту «Рена-Кристал»	Річна економія витрат	Базова технологія видобутку	Технологія із використанням реагенту «Рена-Кристал»	Річна економія витрат	
2016	209481,77	134466,03	75015,74	11420,36	4859,73	6560,63	81576,37
2017	222476,13	142807,07	79669,06	12128,77	5161,18	6967,59	86636,66
2018	234279,05	151606,42	82672,63	12772,23	5479,20	7293,04	89965,67
2019	245953,58	157877,19	88076,39	13408,70	5705,83	7702,87	95779,26
2020	260446,14	167179,98	93266,16	14198,79	6042,04	8156,75	101422,91
2021	271205,13	174018,19	97186,94	14785,34	6289,18	8496,16	105683,11
2022	279999,72	179731,38	100268,34	15264,80	6495,66	8769,14	109037,48
2023	287781,83	184726,69	103055,13	15689,06	6676,19	9012,86	112068,00
2024	294780,11	189218,92	105561,19	16070,58	6838,55	9232,04	114793,23
2025	300553,53	192924,84	107628,69	16385,33	6972,48	9412,85	117041,55
2026	306965,37	197040,55	109924,82	16734,89	7121,23	9613,66	119538,48
Всього	2913922,36	1871597,25	1042325,10	158858,85	67641,25	91217,61	1133542,71

Дослідно-промислові випробування було проведено в три етапи, які виявили наступне:

1) на I етапі випробування витрата інгібіторного розчину була зменшена в 2,0 рази; при цьому спостерігалась нормальна робота установки;

2) на II етапі випробування витрата інгібіторного розчину була зменшена в 2,1 рази; при цьому спостерігалась нормальна робота установки;

3) на III етапі випробування витрата інгібіторного розчину була зменшена в 2,6 рази; при цьому спостерігалась нормальна робота установки.

За результатами досліджень було проведено економічні розрахунки на прогнозний період (глибина прогнозу – 10 років), які підтверджують ефективність використання інгібітора гідратуотворення «Рена-Кристал» (табл. 2).

Таким чином, у результаті проведення техніко-економічної оцінки ефективності використання реагенту «Рена-Кристал» на Яблунівській УКПГ було виявлено, що дане впровадження є ефективним не лише в технологічному, але й в економічному аспекті, адже за результатами проведених розрахунків ми бачимо зведені показники економії поточних витрат підприємства, які є основними показниками економічної оцінки, що найбільш об'єктивно відображає економічні результати реалізації проекту за розглянутий період 2016-

2026 рр. економія складає більш ніж 1,13 млрд. грн.

**Висновки.** Згідно аналізу представлених результатів було обґрунтовано, що досліджуваний реагент «Рена-Кристал», який є добавкою до чистого метанолу у розмірі 3%, ефективно знижує витрату інгібітору порівняно з традиційним методом. Врахувавши одержані результати досліджень можна стверджувати, що витрата метанолу на даному об'єкті зменшаться в 2,6 рази.

Зважаючи на той факт, що на родовищах, які перебувають на пізніх стадіях розробки, витрата метанолу з кожним роком збільшується, використання даного реагенту в якості добавки до метанолу у кількості 3% є досить перспективною.

### Література

1. Истомин А.Н. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / Истомин А.Н., Квон В.Г. - М.: ООО «ИРЦ ГАЗПРОМ», 2004. – С. 509.
2. Литовченко А.В. Описание структур утворення газових гідратів / А. В. Литовченко // Тези міжнародної науково-практичної конференції «Проблеми та перспективи розвитку нафтогазового комплексу». – Полтава: ПолтНТУ, 2013. – С. 79-80.
3. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Э.Б. Бухгалтер. - М.:Недра, 1986. – С. 238.

*В статтє проанализированы проблемы гидратообразования, которые возникают при технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа. Рассмотрена возможность использования нового реагента «РЕНА-Кристалл», в качестве добавок к метанолу для предупреждения гидратообразования на газоконденсатных месторождениях. Изложены результаты расчета антигидратных свойств «РЕНА-Кристалл». По результатам промышленных испытаний продемонстрирована эффективность использования нового ингибитора для предупреждения гидратообразования в системе подготовки на Яблунувской установке комплексной подготовки газа. Результаты промышленных испытаний подтвердили эффективность применения «РЕНА-Кристалл» для предупреждения образования гидратов.*

**Ключевые слова:** гидратообразование, ингибитор, метанол, газопромышленное оборудование, эффективность использования.

### Відомості про авторів:

Петруняк Миріна Валентинівна, кандидат технічних наук, доцент, кафедра видобування нафти газу та геотехніки, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

Кулакова Світлана Юріївна, кандидат економічних наук, доцент, кафедра економіки підприємства та управління персоналом, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.



УДК 622.244.6

## ВИКОРИСТАННЯ ВИПРОБУВАЧА ПЛАСТІВ БАГАТОЦИКЛОВОЇ ДІЇ ДЛЯ ОЦІНКИ НАФТОГАЗОНАСИЧЕНОСТІ КОЛЕКТОРІВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

**М.М. Рой,**

кандидат технічних наук, доцент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка

*Запропонована конструкція випробувача пластів, яка дозволяє проводити селективне випробування колекторів у багатоцикловому режимі при різних величинах депресій та забезпечує можливість закриття-відкриття його клапанів осьовим переміщенням бурильної колони.*

**Ключові слова:** випробувач пластів, селективне випробування, тріщинуваті колектори, депресія на пласт.

## USE OF LAYERS TESTER OF MULTISEQUENCING ACTION FOR ESTIMATION OF OIL AND GAS SATURATION SMALL YIELD COLLECTORS

**M. Roy,**

Ph.D., Associate Professor, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

*Offered construction of layer tester, which allows to conduct the selective collectors test in the multicyclic mode at the different depressions sizes and provides possibility of closing-opening of his valves the axial boring column moving.*

**Keywords:** tester of layers, selective tests, cracks type collectors, depression on a layer.

**Постановка проблеми.** Найбільш перспективним напрямком дослідження нафтогазонасиченості низькопроникних тріщинуватих колекторів малої потужності із незначним віддаленням (5-10м) пластів один від одного в процесі спорудження свердловин є селективне випробування таких об'єктів в багатоцикловому режимі при різних величинах депресій в умовах збереження природних колекторних властивостей досліджуваних пластів.

Відсутність надійних конструкцій багатоциклових випробувачів пластів з пробовідбірною камерою та комплектуючих вузлів, таких як: яса гідравлічного, регулятора депресії на пласт та циркуляційного клапана не забезпечує можливості проведення випробувань в багатоцикловому режимі із зміною депресії. Відомі випробувачі пластів, які використовуються в Україні (КВІ-2М) забезпечують можливість проводити випробування лише в двоцикловому режимі і на цей час не випускаються та не придатні для випробування глибоких свердловин. А багатоциклові випробувачі пластів типу

„МИГ” (Росія) конструктивно складні і практично не забезпечують можливість управляти процесом закриття-відкриття їх клапанів осьовим переміщенням бурильної колони. Крім цього, відсутність в цих комплектах регуляторів депресії зводить їх ефективність при випробуванні карбонатних відкладів до мінімуму. До того ж, відома конструкція регулятора депресії на пласт [1] із причин недосконалості не знайшла свого застосування.

**Аналіз останніх досліджень і виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми.** Питання розробки глибинних технічних засобів і технологічних прийомів випробування карбонатних відкладів в багатоцикловому режимі із зміною величини депресії на пласт під час випробування в процесі буріння свердловин галузеві науково-дослідні інститути України не досліджують. Відсутність методологічного підходу до випробування карбонатних покладів, а також відсутність надійних і відносно недорогих та конструктивно простих технічних засобів і технологічних

прийомів випробування карбонатів в процесі буріння свердловин негативно впливає на ефективність пошукових і геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та приорощення запасів шляхом відкриття нових родовищ.

**Формулювання цілей статті.** Викладене вище дозволяє сформулювати таке завдання дослідження: розроблення конструкції багатоциклового випробувача пластів, конструкція якого б дозволяла надійне керування його роботою осьовим переміщенням бурильної колони.

**Виклад основного матеріалу.** Для вирішення цього завдання колективом співробітників УкрДГРІ разом з авторами була розроблена на рівні патенту [2] конструкція випробувача пластів багатоциклової дії (рис.1), який призначений для випробування свердловин в процесі буріння як в одно - так і багатоциклового режимі і забезпечує можливість здійснювати випробування горизонтів з одним або двома пакерами (при селективному випробуванні), як з опорним хвостовиком, так і з шліпсовим якорем.

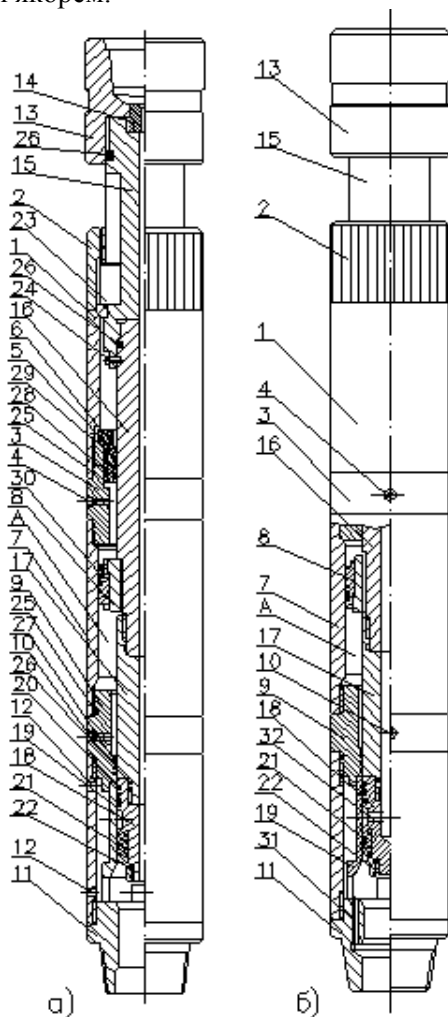


Рисунок 1 - Випробувач пластів багатоциклової дії

Багатоцикловий випробувач пластів включає дві складові частини: впускний і зрівнювальний клапани. Цей випробувач пластів відрізняється від відомих конструкцій тим, що він має зрівнювальний клапан, оснащений гідравлічним реле часу, що забезпечує впевнене закриття впускного клапана осьовим натягом бурильної колони до величини, що перевищує власну вагу труб. При цьому величина зусилля натягу труб варіюється в межах 5 тонн. Відкриття і закриття впускного клапана проводиться осьовим переміщенням труб почергово униз і угору і може здійснюватись в багатоцикловому режимі.

Отже, випробувач пластів складається із двох складових частин:

- зрівнювального клапана
- впускного клапана.

Зрівнювальний клапан (рис.2) включає патрубок 1 з нагвинченим зверху кожухом 2, перехідник 3 з пробкою 4 і поршнем 5 з фіксатором 6, гільзу 7 з герметично встановленим в ній гідравлічним реле часу 8, перехідник 9 з пробкою 10, патрубок - перехідник 11 з двома рядами радіальних отворів 12 і замковою різьбою знизу, муфту 13 із штуцером 14 і замковою різьбою, порожнисту штангу 15 з поздовжнім пазом, систему порожнистих штоків 16, 17, 18, гільзу 19 з щілинними прорізами в нижній розширеній частині. Шток 18, на середній зовнішній поверхні якого виконана кільцева проточка, оснащений герметизуючими гумовими кільцями 20 і манжетою 21, яка утримується в проточці штока і ущільнюється в гільзі 19 гайкою 22. В бокових щілинних вікнах патрубка 1 розміщена шпонка 23, яка рухомо взаємодіє з поздовжнім пазом штанги 15, і призначена для передачі крутильного моменту корпусним деталям. Для попередження самовільного роз'єднання штанги 16 із штангою 15 остання оснащена гвинтом 24. Всі різьбові з'єднання корпусних деталей і штоків ущільнюються гумовими кільцями 25 і 26. Гільза 7 з перехідниками 3 і 9 та штоками 16 і 17 утворюють гідравлічну камеру А, яка заповнена маслом і герметизована гумовими кільцями 27, 28, 29. Гідравлічне реле часу 8 розташоване на зовнішній проточці штока 16 із зазором по внутрішній поверхні та ущільненням зовнішньої поверхні реле із внутрішньою поверхнею гільзи 7 гумовими кільцями 30 і складається із двох частин, які поєднуються між собою за допомогою різьби з утворенням капілярного каналу.

Впускний клапан (рис.3) конструктивно виконаний аналогічно зрівнювальному клапа-



ну. Відмінною особливістю впускного клапана є те, що патрубок - перехідник 11 виконаний з додатковими осьовими периферійними каналами 31 і відсутніми радіальними отворами на боковій поверхні, шток 18 знизу заглушений і має в середній частині радіальні впускні отвори 32, а гідравлічне реле часу 8 забезпечує гальмування штока при переміщенні його вниз.

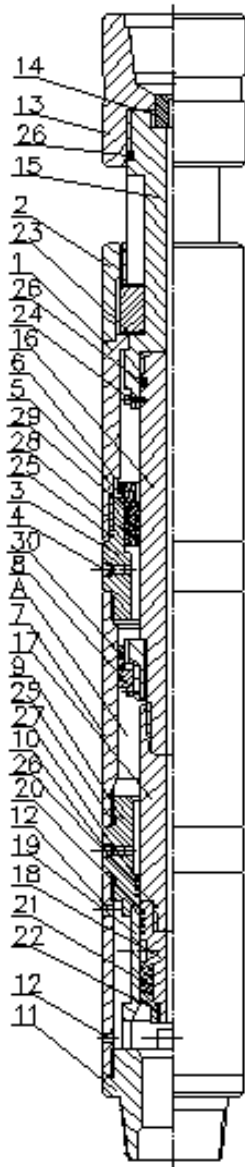


Рисунок 2 - Зрівнювальний клапан

Випробувач пластів працює наступним чином. В процесі спуску випробувача пластів в свердловину впускний клапан знаходиться в закритому положенні - впускні радіальні отвори 32 розташовані в гільзі 19 і герметизовані гумовими кільцями 20 і

манжетю 21, а зрівнювальний клапан знаходиться в відкритому положенні, забезпечуючи перепуск промивальної рідини через внутрішню порожнину патрубка-перехідника 11, щілинні прорізи гільзи 19 і радіальні отвори 12

в затрубний простір свердловини. При передачі навантаження на випробувач пластів одночасно з пакуванням стовбура свердловини відбувається закриття зрівнювального клапана: шток 18, сумісно з штоками 16 і 17 та штангою 15, під дією стискаючого навантаження разом з поршнем гідравлічного реле часу 8 без гальмування переміщується в крайнє нижнє положення, що досягається за рахунок зміщення поршня гідравлічним реле часу 8 угору і утворення зазору поміж реле та штоком 16 і вільного перетікання масла в гідравлічній камері А, минаючи капілярний канал. При цьому манжета 21 переміщується у звужений осьовий канал патрубка-перехідника 11, герметично перекриваючи радіальні отвори 12. Закриття зрівнювального клапана забезпечує роз'єднання випробовуваної підпакерної зони від дії високого тиску затрубного надпакерного простору свердловини.

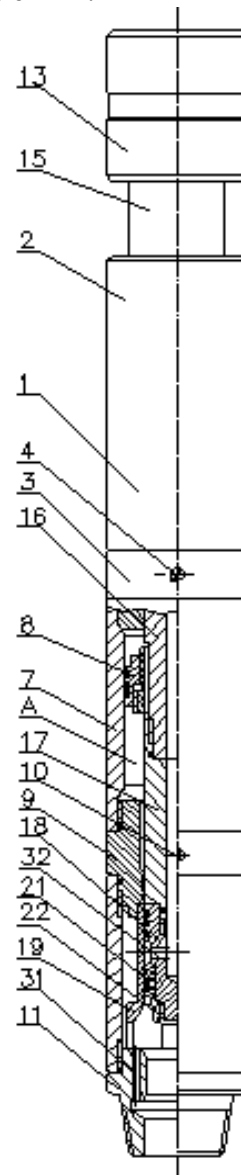


Рисунок 3 – Впускний клапан

Після закриття зрівнювального клапана, під дією стискуючого навантаження шток 16 впускного клапана разом із гідравлічним реле часу 8, завдяки гідравлічному гальмуванню при перетіканні масла по капіляру знизу угору, повільно (на протязі 3-4 хвилин) переміщується в нижнє крайнє положення. Сполучені із штоком 16 штоки 17 і 18 теж повільно переміщуються вниз, переміщуючи ущільнюючу манжету 21 із гільзи 19 у звужену частину патрубк-перехідника 11, виводять радіальні отвори 32 за межі гільзи 19, сполучаючи зону випробування через осьові периферійні канали перехідника-патрубка 11, радіальні отвори 32, внутрішній осьовий канал штоків з внутрішньою порожниною бурильної колони. При відкритті впускного клапана понижений тиск в бурильних трубах передається в підпакерну зону випробування, знижує в ній тиск, викликаючи приплив із пласта.

Для закриття свердловини на глибині знаходження випробувача пластів, з метою отримання закритого періоду випробування, необхідно спочатку натягнути бурильну колону до початкової власної ваги і, збільшивши її, потім короткочасно (не більше 1 хвилини) на розрахункову величину, знову знизити до власної ваги. При цьому впускний клапан миттєво закривається, а зрівнювальний клапан лишається закритим. Досягається це за рахунок того, що при переміщенні штоків впускного клапана вгору поршень гідравлічного реле часу 8 відходить від герметизуючих торцевих поверхонь реле і штока, утворюючи канал для вільного перетікання масла в момент переміщення реле в крайнє верхнє положення. При цьому радіальні отвори 32 впускного каналу переміщуються в зону гільзи 19, герметизуються гумовими кільцями 20 та манжетою 21 і перекривають сполучення підпакерної зони випробування з внутрішньою порожниною бурильної колони. Зрівнювальний клапан випробувача пластів при цьому лишається закритим, оскільки його гідравлічне реле часу 8 гальмує пересування штоків угору, утримуючи їх у нижньому крайньому положенні.

Для отримання наступного відкритого періоду випробування, тобто для відкриття впускного клапана, необхідно розвантажити бурильну колону на величину, яка була створена при початковому навантаженні - першому циклові випробування. Повторюючи багаторазовий натяг і розвантаження бурильної колони випробування свердловини представляється можливим перевести в багатоцикловий режим.

Відкриття зрівнювального клапана після завершення випробування пласта проводиться натягом бурильної колони на величину, перевищуючу власну вагу бурильних труб на 2-3 поділки на індикаторі ваги. В процесі натягу бурильної колони штанга 15 і штоки 16-18, переміщуючись угору, тягнуть за собою гальмуючий елемент - гідравлічне реле часу 8. Гальмування штоків триває до того часу, поки масло перетече через капілярний канал реле і воно переміститься у верхнє крайнє положення. Довжина цього переміщення відповідає шляху переміщення рухомих штоків. При цьому штанга 15 своїм виступом на зовнішньому діаметрі вступає в контакт з виступом патрубка 1 і передає всьому корпусу зрівнювального клапана зусилля натягу бурильної колони, яке, в свою чергу, передається нижче розташованому випробувальному обладнанню. В той момент, коли штоки займають верхнє крайнє положення, ущільнююча манжета 21 переміщується із звуженої частини патрубка-перехідника 11 в гільзу 19, відкриваючи вільний доступ промивальної рідини з надпакерного затрубного простору свердловини через радіальні отвори 12 і центральні осьові канали патрубка-перехідника 11 та нижче розташованого випробувального обладнання в підпакерну зону випробування свердловини. Після вирівнювання тиску в підпакерному просторі з надпакерним і подавлення роботи пласта знімають пакер і піднімають випробувач пластів на поверхню.

Конструктивно випробувач пластів в змозі забезпечити закритий період випробування після кожного відкритого періоду випробування. Закриття впускного клапана випробувача пластів здійснюється натягом бурильної колони до величини, що відповідає перевищенню власної ваги випробувального інструменту на 1-2 поділки шкали індикатора ваги ГІВ-2. Для повторного відкриття впускного клапана випробувача пластів необхідно бурильні труби розвантажити до величини, при якій встановлювався пакер. Відкриття і закриття впускного клапана випробувача пластів може здійснюватись багаторазово, що дозволяє проводити випробування свердловин в багатоцикловому режимі з необмеженою кількістю останніх.

Завдяки застосуванню випробувача пластів багатоциклової дії в комплексі з іншим випробувальним обладнанням при селективному випробуванні складнопобудованих колекторів малої потужності з частим чергуванням пластів із незначним віддаленням один від одного, представляється можливим, ще на стадії бу-

ріння свердловин, отримати достовірну інформацію стосовно промислової цінності пласта, визначивши при цьому за результатами випробування:

- середній дебіт припливу пластового флюїду при двох - або трьох цикловому режимі припливу пластового флюїду із пласта при різних депресіях;
- величину пластового тиску;
- гідрогазопровідність привибійної і віддаленої зони пласта;
- оптимальну величину депресії, яку необхідно створити на пласт з умовою забезпечення максимального дебіту нафти чи газу і збереження цілісності колектора;
- середній коефіцієнт проникності при відомій ефективній його потужності;
- параметр скін-ефекту і величину депресії на його подолання;
- фактичний коефіцієнт продуктивності;
- коефіцієнт закупорки пласта і на його основі визначення потенціального дебіту припливу з пласта.

#### **Висновки.**

1. Застосування випробувача пластів багатоциклової дії може забезпечувати достовірність оцінки нафтогазоносності низькопроникних тріщинуватих карбонатних колекторів з частим чергуванням пластів різного флюїдонасичення, визначити продуктивну характеристику пластів і оптимальну величину депресії.

2. Визначення оптимальної величини депресії на пласт в процесі буріння свердловин є основоположним фактором для вибору величини депресії, яка не призводила б до змикання тріщин і зниження, за рахунок цього, продуктивності свердловин, а в деяких випадках забезпечує можливість запобігти повному змиканню тріщин і руйнуванню колектора. Завдяки цьому можливе:

- скорочення на 60-70% невдалих випробувань складнобудованих колекторів в процесі спорудження свердловин та усунення випадків змикання тріщин при створенні надвисоких депресій на пласт;
- зменшення кількості об'єктів для випробування в експлуатаційних колонах (до 60-80%) за рахунок виключення із випробування непродуктивних і водоносних горизонтів за результатами випробування цих об'єктів в процесі буріння.

#### **Література**

1. Нагуманов М.М. и др. Конструктивные особенности регулятора депрессии, управляемого с поверхности. Нефтяное хозяйство, №2, 1977.
2. Пат. 30681. Україна. МПК Е 21В 33/12. Випробувач пластів багатоциклової дії.(Україна) Клименко Ю.О., Токарев В.П., Ластовка В.Г., Рой М.М., Ластовка Ю.В. № и 200708499 Заявл. 24.07.07; Опубл. 26.11.07 // Промислова власність .-2008.- Бюл. № 5- С 7.

*Предложена конструкция испытателя пластов, который позволяет проводить селективное испытание коллекторов в многоцикловом режиме при разных величинах депрессий и обеспечивает возможность закрытия-открытия его клапанов осевым перемещением бурильной колонны.*

**Ключевые слова:** *испытатель пластов, селективные испытания, трещиноватые коллектора, депрессия на пласт.*

#### **Відомості про автора:**

Рой Микола Миколайович , доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м . Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: ongp1@ukr.net.

orcid.org/0000-0002-0415-3819.

ResearcherID: E-8031-2017.



УДК 62-762.63

## ШЛЯХИ РОЗРОБКИ СУЧАСНОЇ ПОРШНЕВОЇ ГРУПИ БУРОВИХ НАСОСІВ

**М. Я. Бучинський,**

кандидат технічних наук, головний механік ПрАТ «Пласт»

*Оцінено збільшення експлуатаційних навантажень на поршневу групу бурових насосів. Розглянуто можливості застосування поліуретанів та необхідність виконання додаткових досліджень. Обґрунтовано необхідність створення установки для дослідження тертя і зносу поршнів бурових насосів. Запропоновано вимоги, яким повинна відповідати стендова установка для дослідження.*

*Ключові слова: буровий насос, поршень, знос, тертя, експлуатаційні навантаження.*

### DEVELOPMENT WAY SOF MODERN PISTONS MUD PUMP

**M. Buchynsky,**

Ph.D., chief mechanic PC «Plast»

*Reviewed by growth of operating loads on the mud pump pistons. The possibilities of the use of polyurethanes and the need to perform additional studies. The necessity of creating experimental unit for research of friction and wear mud pump pistons. A requirement to be met by the unit for research.*

**Keywords:** mud pump, piston, wear, friction, operation load.

#### Загальний огляд.

Сучасна технологія буріння свердловин на нафту і газ спрямована на збільшення використання гідравлічної потужності промивальної рідини для сприяння руйнуванню гірських порід та збільшення механічної швидкості буріння. А тому для реалізації гідравлічної потужності бурові установки комплектуються все потужнішими буровими насосами, конструкції яких удосконалюються.

Якщо ще 20 років тому для буріння свердловин глибиною 4000...5000 м вітчизняною промисловістю, як правило, використовувались двопоршневі насоси потужністю 600 кВт, то уже в поточному десятилітті використовується значна частка трипоршневих насосів потужністю 1000 і більше кіловат. У 70-х...80-х роках минулого століття у світовій практиці широко використовувались двопоршневі бурові насоси двосторонньої дії (дуплекси); з 80-х років активно розробляються та впроваджуються трипоршневі бурові насоси односторонньої дії (триплекси), основні переваги яких це менші: металомісткість, пульсація рідини на виході з насоса, кількість швидкозмінних вузлів. Разом з цим вони мають більшу швидкохідність. І на сьогодні світові виробники прак-

тично відмовились від виготовлення дуплексів, а світові бурові підрядники експлуатують триплекси. Вітчизняна нафтогазова промисловість також, поряд з наявним значним експлуатаційним фондом морально та фізично застарілих моделей дуплексів, все більше оснащується насосами триплексами більшої потужності. Поряд з триплексами на ринку обладнання з'явилися і чотирипоршневі бурові насоси односторонньої дії (наприклад виробника WhiteStar).

#### Актуальність.

Загалом за останні десятиліття спостерігається стійка тенденція збільшення енергоємності бурових насосів, а відповідно їх робочих характеристик (продуктивність, тиск), швидкохідності. Це супроводжується збільшенням експлуатаційних навантажень на деталі та вузли насосів. Відповідно постали більш високі вимоги до їх міцності та зносостійкості.

Зростання експлуатаційних навантажень висуває нові вимоги до властивостей поршнів, які забезпечують їх високу роботоздатність та ресурс. А ресурс швидкозношуваних вузлів бурових насосів, до яких відноситься і пара тертя «поршень-циліндр» є в значній мірі ви-

значальним для їх технічної готовності та експлуатаційних витрат.

Якщо раніше переважаюча більшість поршнів виготовлялась з гумовими елементами, то нині світова практика показує, що:

- властивості гуми уже не задовольняють високим вимогам до надійності виробів при високих експлуатаційних навантаженнях;
- все частіше застосовуються поліуретани, які мають кращі експлуатаційні властивості, і тому активно розробляються та впроваджуються поршні нових конструкцій з використанням поліуретанових матеріалів.

Широке застосування полімерних композиційних матеріалів на основі поліуретанів обумовлено унікальним поєднанням високого рівня міцності та еластичності, зносостійкості та хімічної стійкості.

Вітчизняна промисловість сьогодні виробляє поршні з використанням гуми і як правило для застарілих моделей насосів. Але оснащення бурових підприємств сучасними зарубіжними моделями триплексів висуває потребу перед вітчизняними виробниками освоїти виготовлення швидкозмінних вузлів насосів на сучасному технічному рівні з використанням сучасних матеріалів, технологій та конструктивних рішень. І актуальність розробки таких поршнів визначається насамперед, економічними чинниками: підвищенням рівня експлуатаційних характеристик, зменшенням витрат на виготовлення деталей та експлуатаційних витрат на обладнання в цілому.

Разом з цим основи проектування еластомерно-металічних деталей закладені вченими в другій половині ХХ сторіччя нині застаріли і вимагають удосконалення. Підтвердженням цього є низька довговічність і часті відмови гумово-металічних деталей машин.

Вирішення проблеми підвищення надійності та довговічності пар тертя вимагає системного підходу з розробкою комплексної методики дослідження, кінетичних критеріїв оцінки для визначення та порівняння трибологічних властивостей високонавантажених пар тертя бурового обладнання в його експлуатаційних умовах. Це дозволить створити цілісний комплекс технічних рішень, розширити банк триботехнічних даних, розробити практичні рекомендації з вирішення питань розробки високонавантажених експлуатаційно ефективних метало-полімерних поршневіх груп та вузлів тертя бурового обладнання загалом.

**Оцінка енергетичної складової пари тертя «поршень-циліндр» бурового насоса**

Такі знані вчені-трибологи, як Р. Хольм, Дж.Ф. Арчард, М.М. Хрушов, Ф.А. Льюис отримали залежності пропорційності зносу матеріалів при терті від навантаження і швидкості тертя. Їх вони використовували для прогнозування зносу як металічних як і метало-полімерних трибологічних сполучень. Відповідно в інженерній практиці при оцінці впливу експлуатаційних факторів на зносостійкість часто використовується енергетичний критерій потужності, що дорівнює добутку нормального тиску  $P$  (контактного тиску сполучення) на швидкість ковзання  $v$  трибологічної пари – критерій  $Pv$ . Для оцінки експлуатаційних навантажень, що діють на циліндропоршневу пару бурових насосів різних конструкцій та потужності, приймаємо критерій  $Pv$ .

Окрім величини критерію  $Pv$  для оцінки динаміки роботи поршня також являє інтерес величина прискорення поршня, оскільки вона є одним із факторів, від якого залежить наявність і стабільність мастильної плівки в парі тертя та проникнення абразивних частин промивальної рідини в контакт.

Для того, щоб за цими критеріями оцінити експлуатаційні навантаження в бурових насосах різної потужності та конструктивного виконання вибрано 31 модель насоса [1]. Вибірка сформована як з моделей 30...40 річної давності, що використовуються і до нині, так і з сучасних насосів різних виробників, які широко застосовуються в світовій практиці. В тому числі наведено чотирипоршневі насоси, які на даний час тільки завойовують свій авторитет в бурінні.

В таблиці 1 наведено інформацію про виробника, модель, конструктивне виконання та короткі технічні характеристики насосів; розрахункові величини.

Швидкість та прискорення поршня визначена загальновідомими формулами.

Величина контактного тиску прийнята рівною робочому тиску насоса, що обґрунтовано виходячи з наступних міркувань. Здатність еластичного поршня передавати тиск на поверхню ущільнення характеризується коефіцієнтом передачі тиску:

$$k_p = P_k / P$$

де  $P_k$  – контактний тиск сполучення «поршень-втулка»;  $P$  – робочий тиск в циліндрі насоса.

Дослідження [2] показали, що еластична частина поршня по всій довжині контакту рівномірно притиснута до внутрішньої поверхні

циліндра, а коефіцієнт  $k_p$  рівний 1 при тисках більше 9,5 МПа практично по всій довжині поршня. Тільки на незначній ділянці, що безпосередньо примикає до металічного торця маточини контактні тиски різко зменшуються.

Оскільки нами розглядаються максимальні навантаження, що діють на пару тертя, а всі насоси розвивають тиск понад 9,5 МПа, то для розрахунку величини критерію  $Pv$  прийнято

$$P_k = P.$$

Таблиця 1 – Вибірка характеристик бурових насосів

Ідентифікація насоса			Паспортні технічні характеристики				Розрахункові величини		
Виробник	Модель	Тип*	$N$ , кВт	$P$ , МПа	$S$ , мм	$n$ , хв <sup>-1</sup>	$v$ , м/с	$a$ , м/с <sup>2</sup>	$Pv$ , МПа·м/с
NOV	F-1000	триплекс	746	37,5	254	150	2,03	37,4	76,1
	FD-1600	триплекс	1193	35,2	305	120	1,96	29,1	69,0
	8-P-80	триплекс +	597	52,7	216	160	1,84	36,1	97,0
	9-P-100	триплекс +	746	52,7	235	150	1,88	34,8	99,1
	10-P-130	триплекс +	969	52,7	254	140	1,90	32,9	100
	12-P-160	триплекс +	1193	52,7	305	120	1,96	29,0	103,3
	14-P-220	триплекс +	1640	52,7	356	105	2,00	25,8	105,4
Gardner Denver	PZ-7	триплекс	410	34,5	178	145	1,38	24,7	47,6
	PZ-8	триплекс	559	34,5	203	145	1,57	28,1	54,2
	PZ-9	триплекс	746	18,2	229	130	1,59	25,4	28,9
	PZ-10	триплекс	1007	34,5	254	115	1,55	21,9	53,5
	PZ-11	триплекс	1193	34,5	279	115	1,71	23,4	59,0
	PXL	триплекс	1491	51,7	279	115	1,71	24,1	88,4
	UL	триплекс	1118	51,7	279	100	1,50	18,5	77,03
	PZ 2400	триплекс +	1790	51,7	356	110	2,09	28,2	108
Bentec	2200	триплекс +	1640	51,7	356	120	2,29	33,9	118,4
	1600	триплекс +	1193	51,4	305	120	1,96	29,0	100,7
WhiteS tar	WS-1600	триплекс	1392	39,1	303	140	2,27	39,3	88,8
	Quatro 1300	квадро	969	36,7	203	180	1,95	64,2	71,6
	Quatro 1600	квадро	1392	55,1	254	145	1,97	35,2	108,5
	Quatro 2000	квадро	1492	55,1	254	145	1,97	35,2	108,5
	Quatro 2200	квадро	1641	55,1	254	145	1,97	35,2	108,5
	Quatro 2450	квадро	1827	55,1	254	145	1,97	35,2	108,5
	Quatro 1200L	квадро	895	51,7	254	145	1,97	35,2	101,8
ВЗБТ	НБТ-600	триплекс	600	25,0	250	150	2,00	36,9	50
	НБТ-950	триплекс	900	35,0	290	125	1,94	29,9	67,9
УЗТМ	UZT-400D	дуплекс	298	20,0	305	70	1,14	9,8	22,8
	UZT-700D	дуплекс	522	21,0	400	65	1,39	11,1	29,2
	UZT-1000D	дуплекс	746	30,0	400	65	1,39	11,1	41,7
	UZT-1300D	дуплекс	969	34,0	400	65	1,39	11,1	47,3
	УНБ-600	дуплекс	600	25,0	400	65	1,38	11,1	34,5

**Примітка\*:**

триплекс – трипоршневий насос односторонньої дії;

триплекс + – трипоршневий насос односторонньої дії з високим енергетичним критерієм потужності пари тертя;

квадро – чотирипоршневий насос односторонньої дії;

дуплекс – двопоршневий насос двох сторонньої дії.

**Прийняті позначення:**

$N$  – приводна потужність насоса, кВт;  $P$  – максимальний тиск насоса, МПа;  $S$  – довжина ходу поршня, мм;  $n$  – кількість подвійних ходів поршня за хвилину, хв<sup>-1</sup>;  $v$  – максимальна швидкість поршня, м/с;  $a$  – максимальне прискорення поршня, м/с<sup>2</sup>;  $Pv$  – критерій потужності фрикційного контакту, МПа·м/с.

За результатами розрахунків для кращої візуалізації результатів побудовано графічні залежності: енергетичного критерію потужності пари тертя  $P_v$  (рис.1) та прискорення поршня  $a$  (рис.2) від привідної потужності насоса  $N$ . При цьому дані згруповано так:

- двопоршневі насоси – характерні застрілі моделі, що використовуються до нині;

- трипоршневі насоси – сучасні моделі, що широко використовуються в світовій практиці буріння;

- трипоршневі насоси з високим значенням  $P_v$  та  $a$ , і чотирипоршневі насоси – сучасні моделі, що широко використовуються в світовій практиці буріння, особливо для умов буріння з високою гідравлічною потужністю.

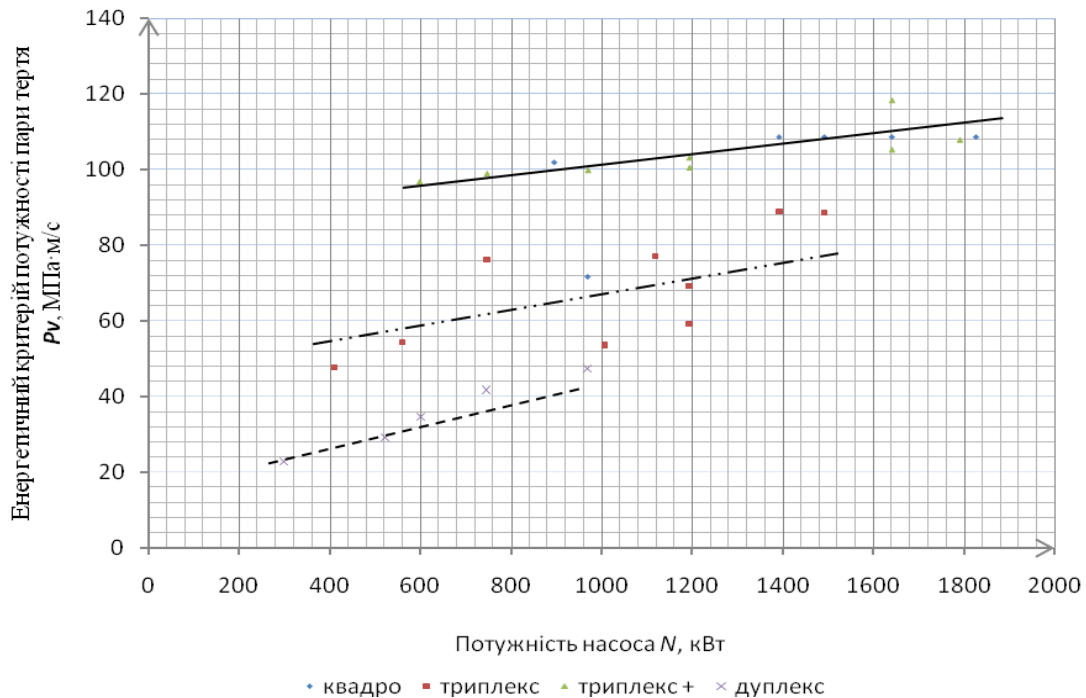


Рис. 1. Залежності енергетичного критерію потужності пари тертя від типу і потужності насоса  
 - - - - - дуплекс; - · - · - · - триплекс; — — — — — триплекс+квадро.

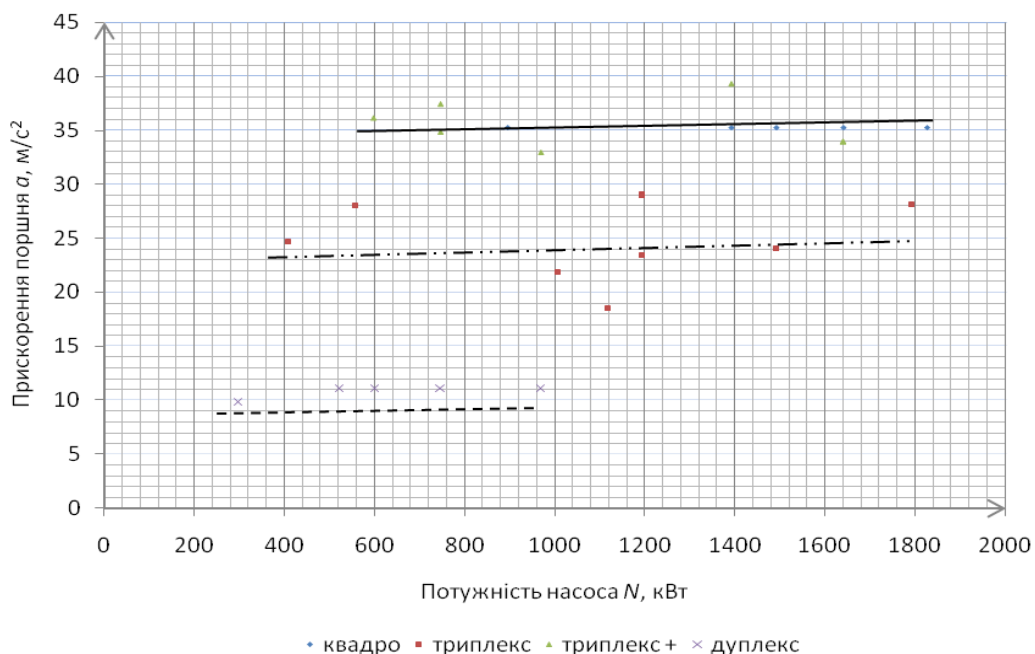


Рис. 2. Залежності прискорення поршня від типу і потужності насоса  
 - - - - - дуплекс; - · - · - · - триплекс; — — — — — триплекс+квадро.

Таке групування забезпечує однорідність вибірки та більш наочно презентує різницю експлуатаційних умов трибологічної пари застарілих двопоршневих насосів та сучасних триплексів, в тому числі високоенергетичних насосів.

Аналізуючи дані, наведені в таблиці 1 та проілюстровані на графіках (рис.1, 2), порівнюючи дуплекси з триплексами та дуплекси з чотирипоршневими насосами і триплексами з підвищеним енергетичним критерієм можна зробити наступні висновки:

- збільшення потужності модельного ряду бурових насосів становить півтора рази та понад два рази для кожного з випадків порівняння відповідно;
- енергетичний критерій потужності пари тертя відповідно збільшення в півтора та два з половиною рази;
- прискорення поршня зросло в більш ніж два рази та в три з половиною рази в кожному з випадків порівняння відповідно.

Тому можна стверджувати, що експлуатаційні навантаження пари тертя поршневої групи також зросли в 1,5...3 рази, що безумовно супроводжується зменшенням ресурсу вузла за інших рівних умов.

Також із впевненістю можна констатувати суттєве збільшення експлуатаційних навантажень і на інші полімерні та полімерно-металічні вузли бурового обладнання, що використовується на високонапірній стороні подачі промивальної рідини (клапанні групи бу-

рових насосів, діафрагми пневмокомпенсаторів, ущільнення вертлюгів та систем верхнього привода, бурового рукава тощо).

#### **Можливості застосування поліуретанів**

Поліуретани – це узагальнена назва класу синтетичних еластомерів з програмованими властивостями. Тобто здатністю задавати свої фізико-механічні властивості в широких межах залежно від співвідношення компонентів.

Перспективність поліуретанів для сучасної промисловості обумовлена тим, що їх властивості суттєво доповнюють можливості інших еластомерів, наприклад каучуків та гум [3,4,5,6]. За своїми конструкційними та технологічними можливостями поліуретани найбільш універсальний полімерний матеріал. Він характеризується високими фізико-механічними властивостями. Тому має широке використання в промисловості як ефективний заміник гуми.

Переваги виробів з поліуретанів перед гумовими такі: вищі абразивна зносостійкість та міцність на розрив, ширший діапазон твердості, сприймають більш високі навантаження, нижчий коефіцієнт тертя для твердих марок, більша стійкість до утворення надрізів та циклічних навантажень, не піддаються старінню, вища міцність адгезійного зв'язку поліуретан-сталь, вища хімічна стійкість до нафтопродуктів і кислот та інші. Для порівняння поліуретану та гуми їх окремі фізико-механічні властивості наведено в табл.2.

**Таблиця 2 – Порівняння фізико-механічних властивостей деяких полімерів**

Показник	Одиниці виміру	Гума	Поліуретан	Зміна величини показника (рази)
Твердість	од.за Шором	65...75	40...98	-1,6...+1,31
Еластичність за відскоком	%	30	40	+1,33
Границя міцності при розриві	МПа	11,5	31,2	+2,71
Міцність на розрив (метод С)	Н/мм	20	58	+2,9
Абразивна стійкість	Шабер H22	2	10	+5,0

Специфічні особливості хімічної будови поліуретанів з одного боку відкрили широкі можливості для варіації складу і відповідно властивостей, але з іншого значно ускладнили систематизацію даних. Розробка та дослідження властивостей поліуретанів нині ведеться емпірично, а взаємозв'язок «склад – фізико-механічні характеристики – експлуатаційні властивості» часто неповні і суперечливі. Не дивлячись на значну кількість наукових робіт, їх результати роздрібнені і не узагальнені для умов триботехніки.

Тому поява на ринку нових еластомерів, до яких відноситься поліуретан, вимагає узагальнення і систематизації накопиченого за останні роки досвіду проектування і експлуатації еластомерно-металічних деталей машин, виконання додаткових досліджень. А відсутність сучасних науково-обґрунтованих методик проектування еластомерно-металічних деталей машин сьогодні стримує більш широке та обґрунтоване застосування поліуретану, як конструкційного матеріалу.

Відповідно дослідження властивостей поліуретанових деталей з підвищеною зносостій-



кістю для експлуатаційних умов бурових насосів та бурового обладнання загалом є актуальною науково-технічною проблемою і має велике практичне значення.

### **Напрями перспективних досліджень трибологічної пари «поршень-циліндр»**

Як було відзначено вище, експериментально встановлено ряд загальних та специфічних закономірностей, але не дивлячись на значну кількість випробувань до нині не розроблена єдина загальноприйнята теорія руйнування полімерів та інших в'язкопружних тіл. Це пов'язано зі складністю процесу руйнування. Адже основними видами зносу матеріалів пар тертя є адгезійне, абразивне та втомне, кожне з яких не реалізується в чистому вигляді.

Відомо, що існує три основних види тертя ковзання: тертя без мастильного матеріалу (сухе тертя), граничне тертя і тертя з мастильним матеріалом (рідинне тертя). Практика експериментальних досліджень показала, що сухе тертя можна вивчати на простих і дешевих лабораторних установках. Перехід до досліджень в умовах граничного тертя (умови роботи поршневої групи бурових насосів), в заданому середовищі, потребує стендової установки з вивчення тертя. При цьому виникає необхідність герметизації установки при високих тисках, контролю підведення середовища та його регенерації, забезпечення подібності фізичних процесів та об'єктів тощо. А в ідеальному випадку при дослідженнях процесів граничного або рідинного тертя рекомендовано перехід до натурних випробувань. Хоча такий перехід, як правило, економічно не виправданий, але особливо на етапі дослідження зносостійкості матеріалів та конструкцій є найбільш перспективним. Тому стендові дослідження в умовах близьких до натурних, які є менш витратними і можуть бути прискореними, є першочерговим завданням при розробці сучасних конструкцій поршнів та інших герметизуючих вузлів тертя бурового обладнання.

Для реалізації поставленої задачі з дослідження зносостійкості полімерно-металічних пар тертя в вигляді поршневої групи бурового насоса необхідні стендові експериментальні дослідження в робочому діапазоні навантажень та швидкостей ковзання. На даний час такі параметри не досягаються на відомих машинах тертя, в тому числі стендових. Тому необхідний індивідуальний підхід та індивідуальне проектування установки, дослідження на якій максимально повно враховуватиме процеси, що відбуваються в трибологічній парі пор-

шневої групи. Установка повинна відповідати наступним вимогам.

1. Забезпечувати реалізацію енергетичної складової потужності пари тертя згідно визначених величин для можливості дослідження в певному діапазоні швидкостей ковзання, контактних тисків, прискорення.

2. Використовувати геометричні моделі різних конструкцій поршня, що найбільш повно враховують конструктивні фактори, при цьому забезпечувати порівняно незначні енерговитрати досліджень (орієнтовна потужність приводу, що забезпечуватиме максимальну величину енергетичного критерію становить  $0,1 \dots 0,5 \text{ кВт}$  на  $1 \text{ см}^2$  площі контакту, залежно від матеріалу та характеру мастильної плівки).

3. Конструктивна модель вузла тертя, крім геометричної подібності повинна адекватно враховувати зміну фізико-механічних характеристик полімеру від його об'єму (напр. вплив товщини зразка на величину твердості тощо).

4. Забезпечувати подібність кінематичних характеристик руху.

5. Моделювати експлуатаційні умови середовища (використовувати середовища з подібними реологічними та абразивними властивостями промивальної рідини).

6. Додатково забезпечувати можливість контролю температури зони контакту, яка суттєво залежить від навантаження та швидкості, адже при високих значеннях  $Pv$  відбувається інтенсивне тепловиділення, яке знижує опір полімеру руйнуванню.

7. Мати високий рівень універсальності, зокрема забезпечувати можливість виконання необхідних експериментальних досліджень інших за призначенням, конструкцією, матеріалами та експлуатаційними умовами полімерно-металічних пар тертя бурового обладнання із забезпеченням високої подібності процесів.

### **Висновки**

1. Енергетичне та динамічне навантаження на трибологічну пару «поршень-циліндр» бурових насосів за останні десятиліття зросло в 2-3 рази.

2. Сучасний розвиток техніки тісно пов'язаний з інноваціями в галузі нових полімерних матеріалів, які використовуються як матеріали конструкційного призначення.

3. Роздрібненість окремих результатів досліджень, відсутність сучасних науково-обґрунтованих методик проектування еластомерно-металічних деталей стримує більш широкі та обґрунтовані застосування поліуретану, розробку сучасних конструкцій поршнів та

інших герметизуючих полімерно-металічних пар тертя.

4. Необхідне створення стендової дослідної установки для дослідження зносостійкості полімерно-металічних пар тертя у вигляді поршневої групи що забезпечуватиме енергетичні умови роботи поршневих груп бурових насосів та подібність інших експлуатаційних та конструктивних факторів.

#### Література

1. Вебсайти компаній-виробників бурових насосів: [www.gardnerdenver.com](http://www.gardnerdenver.com);  
[www.bentec.com](http://www.bentec.com); [www.nov.com](http://www.nov.com);  
[www.whitestarpump.com](http://www.whitestarpump.com); [www.vzbt.ru](http://www.vzbt.ru);  
[uralmash-ngo.com](http://uralmash-ngo.com).
2. Мкртычан Я.С. Повышение эффективности эксплуатации буровых насосных установок. М.: Недра, 1984. – 207 с.

3. Семенец А.А. Строение термопластичных полиуретанов и его роль в условиях фрикционного взаимодействия // Проблемы трибологии. – 1999. – №1. – С.98-104.

4. Анисимов В.Н., Семенец А.А Синтез и структурно-механические особенности создания термопластичных полиуретанов с повышенной износостойкостью // Композиційні полімерні матеріали. – 2001. – Т.23, №2. – С. 113-118.

5. GovorcinaBajsic, E. DSC Study of Morphological Changes in Segmented Polyurethane Elastomers / GovorcinaBajsic // Journal of Elastomers and Plastics. – 2000– №32 – p.162-182.

6. Khatua B. Elastomer Blends of Polyurethane and Polychloroprene Elastomers (Culfur Cure) with Reference to the Interchain Crosslinking Reaction / Khatua B. // Journal of Elastomers and Plastics. – 2000– №32 – p.231-247.

*Выполнено оценку роста эксплуатационных нагрузок на поршневую группу буровых насосов. Рассмотрено возможности использования полиуретанов и необходимость выполнения дополнительных исследований. Обосновано необходимость создания установки для исследования трения и износа поршней буровых насосов. Предложено требования, которым должна отвечать стендовая установка для исследований.*

**Ключевые слова:** буровой насос, поршень, износ, трение, эксплуатационные нагрузки.

#### Відомості про автора:

Бучинський Мирослав Яремович, кандидат технічних наук, головний механік ПрАТ «Пласт», доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.  
E-mail: buchynskyy@ukr.net

---

## ЗМІСТ

<i>В. П. Коболев</i> Эндогенные углеводороды Палеоэкваториальных рифтогенных узлов Земли	1 – 18
<i>В. Г. Витрик, А. В. Кондратьева, М. Ю. Селинный, Р. Н. Галушка</i> Практика разработки истощённых нефтяных месторождений Украины с помощью технологии направленного бурения	19 – 26
<i>В. С. Білецький</i> Класифікація техногенних впливів на геологічне середовище	27 – 34
<i>Małgorzata Uliasz, Sławomir Błaż, Grzegorz Zima, Bartłomiej Jasiński</i> Wybrane systemy cieczy wiertniczych stosowanych podczas wiercenia otworów i udostępniania złóż	35 – 42
<i>Marcin Rzepka, Marcin Kremieniowski</i> Zaczyuny cementowe do uszczelniania głębokich otworów wiertniczych	43 – 56
<i>В. П. Червінський, Р. Ю. Мельник, Байрамгельди Аширов</i> Основні можливості застосування колтубінгової техніки	57 – 63
<i>В. М. Орловський</i> Тампонажні матеріали для помірних і підвищених температур, що розширюються при твердінні	64 – 69
<i>М. В. Ткаченко, С. М. Жабський</i> Аналіз технологій і технічних засобів будівництва горизонтальних свердловин для вилучення важковидобувних і виснажених запасів нафти та газу	70 – 80
<i>В. М. Савик, П. О. Молчанов, М. М. Лях</i> Використання вибійного бурового обладнання для буріння нафтових свердловин при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини	81 – 88
<i>В. І. Дмитренко</i> Дослідження впливу поверхнево-активних речовин та сумішей з електролітами на процес гідратоутворення	89 – 92
<i>Л. Ж. Горобець</i> Энергоемкость разрушения гетерогенных сред при различных видах нагружения	93 – 102
<i>А. М. Похилко, Ю. С. Міщук</i> Аналіз причин ускладнень при бурінні та кріпленні обсадних колон свердловин Дніпровсько-Донецької западини	103 – 109
<i>І. І. Бадула, С. М. Нос</i> Перспективи та особливості застосування склоемалевих покриттів трубопроводів як ефективного методу попередження корозії	110 – 117
<i>Я. Я. Вирста</i> Аспекти доцільності застосування алюмінієвих бурильних труб	118 – 121
<i>М. В. Петруняк, С. Ю. Кулакова</i> Технологічні та економічні аспекти використання інгібіторів гідратів у захисті газопромислового обладнання	122 – 127
<i>М. М. Рой</i> Використання випробувача пластів багатоциклової дії для оцінки нафтогазонасиченості колекторів малої потужності	128 – 132
<i>М. Я. Бучинський</i> Шляхи розробки сучасної поршневої групи бурових насосів	133 – 139



Полтавський національний технічний університет  
імені Юрія Кондратюка,  
кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
36011, Україна, м. Полтава,  
Першотравневий проспект, 24, корпус А, 020/1-А  
E-mail: kafedraongp@i.ua



# НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

**Науково-технічний журнал**

**Число 2**

Комп'ютерна верстка	Ткаченко М.В.
Обкладинка	Ткаченко М.В.
Редактор випуску	Білецький В.С.

Затверджено Вченою радою факультету нафти і газу та  
природокористування Полтавського національного технічного  
університету імені Юрія Кондратюка  
Протокол №15 від 30.03.2017

Підп. до друку 04.04.2017. Формат 60x84 1/16.  
Папір офсет. Цифровий друк.  
Ум. друк. арк. 15,25. Обл.-вид.арк. 9,68  
Наклад. 100 прим. Зам. №56

