



Журнал виходить за підтримки редакції
української «Гірничої енциклопедії»



ГЕОТЕХНОЛОГІЇ

Число 1

ISSN 2616-8839

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

2018

**ЗАСНОВНИЦЬКА
РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:**

Білецький В.С., д.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», дійсний член Гірничої академії України та Академії економічних наук України, редактор відділу переробки корисних копалин, редактор випуску;

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

Суярко В.Г., д.г.-м.н, професор, Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна, академік Академії наук Вищої школи України та Української нафтогазової академії, редактор відділу геології;

Бондаренко В.І., д.т.н., професор, Національний гірничий університет, дійсний член Академії інженерних наук України, редактор відділу розробки твердих корисних копалин;

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

Батрашук О.В., к.г.н., с.н.с., УкрНДІгаз, м. Харків;

Височанський І.В., д.г.-м.н, професор, Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна;

Гулій В.М., д.г.-м.н, професор, Львівський національний університет ім. Івана Франка;

Карпенко О.М., д.г.-м.н, професор, КНУ ім. Тараса Шевченка;

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

Колтун Ю.В., д.г.н., Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України;

Науко І.М., д.г.-м.н, с.н.с., м. Львів;

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

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

Лаврова І.О., к.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»;

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

Засновник та видавець

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 61002, м. Харків, вул. Кирпичова, 2.

Адреса видавця та редколегії

61002, Україна, м. Харків, вул. Пушкінська, 85, корпус У-4, кафедра «Видобування нафти, газу і конденсату» НТУ «ХПІ». Телефон: (057) 707-65-15; (067) 717-80-68. E-mail: dngik@ukr.net , ukcdb@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 60x84 1/16. Папір крейдований і офсетний.

Журнал в інтернеті

<http://library.kpi.kharkov.ua/>



Журнал выходит при поддержке редакции
украинской «Горной энциклопедии»



ГЕОТЕХНОЛОГИИ

Число 1

ISSN 2616-8839

Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»

2018

**УЧРЕДИТЕЛЬНАЯ
РЕДАКЦИОННАЯ
КОЛЛЕГИЯ:**

Билецкий В.С., д.т.н., профессор, Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», действительный член Горной академии Украины и Академии экономических наук Украины, редактор отдела переработки полезных ископаемых, редактор выпуска;

Фык И.М., д.т.н., профессор, Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», действительный член Украинской нефтегазовой академии, редактор отдела нефтегазовой инженерии;

Суярко В.Г., д.-м.н., профессор, Харьковский национальный университет им. Каразина, академик Академии наук Высшей школы Украины и Украинской нефтегазовой академии, редактор отдела геологии;

Бондаренко В.И., д.т.н., профессор, Национальный горный университет, действительный член Академии инженерных наук Украины, редактор отдела разработки твердых полезных ископаемых;

Гайко Г.И., д.т.н., профессор, Национальный технический университет «Киевская политехника», член-корреспондент Академии строительства Украины, редактор отдела геостроительства;

Батрашук А.В., к.г.н., с.н.с., УкрНИИГаз, г. Харьков.

Высочанский И.В., д.-м.н., профессор, Харьковский национальный университет им. Каразина;

Гулий В.М., д.-м.н., профессор, Львовский национальный университет им. Ивана Франко;

Карпенко А.Н., д.-м.н., профессор, КНУ им. Тараса Шевченко;

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;

Колтун Ю.В., д.г.н., Институт геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины;

Наунко И.М., д.-м.н., с.н.с., г. Львов;

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

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

Лаврова И.А., к.т.н., профессор, Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»;

Петр Салуга, доктор хабилитованный «Горно-металлургическая академия им. Сташиц », Польша.

Учредитель и издатель	Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», 61002, г. Харьков, ул. Кирпичева, 2.
Адресс издателя и редколлегии	61002, Украина, г. Харьков, ул. Пушкинская, 85, корпус У-4, кафедра «Добыча нефти, газа и конденсата» НТУ «ХПИ». Телефон: (057) 707-65-15; (067) 717-80-68. E-mail: dngik@ukr.net , ukcdb@i.ua .
Изготовление	Украина, 69097, Запорожская область,., Запорожье, Хортицкий р-н, ул. Сергиенко (Заднепровская), д. 34. Типография «УСПЕХ ПРИНТ», Тираж 100 экземпляров (1-й завод - 50 экз.). Формат 60x84 1/16. Бумага мелованная и офсетная.
Журнал в интернете	http://library.kpi.kharkov.ua/



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



GEOTECHNOLOGIES

Volume 1

ISSN 2616-8839

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

2018

EDITORIAL BOARD:

Biletsky V.S., D.Sc., Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", member of the Mining Academy of Ukraine and the Academy of Economic Sciences of Ukraine, editor of the mineral processing department, editor-in-chief of the issue;

Fyk I.M., D.Sc., Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", member of the Ukrainian Oil and Gas Academy; editor of the department of oil and gas engineering;

Suyarko V.G., Dr.Sc., Professor, Kharkiv National University V.N.Karazin, academician of the Academy of Sciences of the Higher School of Ukraine and the Ukrainian Oil and Gas Academy, editor of the department of geology;

Bondarenko V.I., D.Sc., Professor, National Mining University, member of the Academy of Engineering Sciences of Ukraine; editor of the department of Solid Minerals Development;

Gayko G.I., D.Sc., Professor, National Technical University "Kyiv Polytechnic", corresponding member of the Academy of Ukraine, editor of the Geo-construction department;

Batryshchuk O.V., Ph.D., Senior Researcher, UkrNIIGaz, city of Kharkiv;

Vysochansky I.V., D.Sc., Professor, Kharkiv National University. VN Karazin;

Guliy V.M., D.Sc., Professor, Lviv National University. Ivan Franko;

Karpenko O.M., Dr.Sc., Professor, KNU Taras Shevchenko;

Kobolev V.P., D.Sc., Head of seismometry and physical properties of the Earth Institute of Geophysics. S.I.Subotina NAS of Ukraine;

Koltun Yu.V., Ph.D., Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the National Academy of Sciences of Ukraine;

Nauko I.M., D.Sc., Senior Researcher, Lviv;

Boiko V.S., D.Sc., Professor, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

Vitryk V.G., Ph.D., LLC "NTP" Drilling equipment", member of Ukrainian Oil and Gas Academy (UOGA);

Lavrova I.O., Ph.D., Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute";

Piotr Saluha, D.Sc., "Krakow Mining and Metallurgical Academy", Poland;

Founder and publisher

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", 61002, Kharkov, str. Kyrpychova, 2.

Address of editor and editorial office

61002, Ukraine, Kharkiv, str. Pushkinska, 85, Building U-4, Department of "Production of oil, gas and condensate" NTU "KhPI". Phone (057) 707-65-15; (067) 717-80-68. E-mail: dngik@ukr.net , ukcdb@i.ua .

Production

69097, Ukraine, Zaporozhye, Khortytskyi District, Serhiyenko (Zadne- provski) Street. 34. Printing "Success Print", Number of copies printed 100 (1st plant - 50). Sheet size 60x84 1/16. Coated paper and offset.

Journal in Internet

<http://library.kpi.kharkov.ua/>



УДК 553.04(262.5):(622.3.001.6:504.42)

О ГЛУБИННОЙ ПРИРОДЕ ДЕГАЗАЦИИ ДНА ЧЕРНОГО МОРЯ

Е.Ф. Шнюков¹, В.П. Коболев^{2*}

¹Отделение морской геологии и осадочного рудообразования НАНУ, Киев, Украина

²Институт геофизики им. С.И. Субботина НАНУ, Киев, Украина

*Відповідальний автор: e-mail vpkoboлев@ukr.net, тел. 050 493 44 45.

ABOUT THE DEEP NATURE OF DEGASSING BLACK SEA BOTTOM

E.F. Shnyukov¹, V.P. Kobolev^{2*}

¹Department of Marine Geology and Sedimentary Ore Formation of NASU, Kiev, Ukraine

²Institute of Geophysics. S.I. Subbotina of NASU, Kyiv, Ukraine

* Viewed by the author: e-mail vpkoboлев@ukr.net, tel. 050 493 44 45.

ABSTRACT

Purpose. Analysis of the origin of deep methane in the Black Sea bottom.

Methods. Analysis of the isotopic composition of methane carbon in the Black Sea megabasin, analysis of the phenomena of active gas evolution from the bottom of the Black Sea, geological interpretation of the shelf sections, analysis of the distribution of the depth sipes.

Findings. The article discusses the nature of active gas evolution in the Black Sea bottom. It is established that the thermodynamic regime, the limited amount of biomass in the earth's crust of the Black Sea, and the coincidence of gas outlets to the fractures of the consolidated crust and upper mantle testify to the abiogenic nature of methane. It is shown that microbial metagenesis in the thickness of Holocene sediments is not enough to provide such a powerful gas discharge of the bottom of the Black Sea megabasin.

Originality. Since the volume of hydrocarbons in the depths of the Earth is many times greater than the initial potential resources of the entire sedimentary cover, it should be considered as a promising resource of extraction.

Practical implications. Data are presented in favor of a deep concept of the origin of methane in the Black Sea bottom.

Keywords: Black Sea, deep methane, degassing of the Black Sea bottom, abiogenic nature of methane, geological fault, crust, mantle, gas evolution.

1. ВВЕДЕНИЕ

Существование явления дегазации Земли более 100 лет назад обосновал В.И. Вернадский (Вернадский, 1960). Наличие внешних оболочек Земли – гидросферы и атмосферы является главенствующим результатом выхода летучих веществ к поверхности Земли. При этом речь идет о двух ветвях дегазации. А именно, помимо извержения газов наземными и подводными вулканами, существуют еще и невулканическая, менее заметная, но, возможно, еще более масштабная холодная форма дегазации недр (Кропоткин, 1986; Лукин, Шумлянский, Дьяченко и др., 1994; Шестопалов, Макаренко, 2013).

Ярким свидетельством беспрецедентной по интенсивности холодной формы газовой разгрузки недр являются газовые сипы, факелы, фонтаны, обнаруженные на дне Черного моря. Последние, наряду с сероводородным заражением, представляют

собой уникальный средообразующий, экологический и ресурсный феномен этого нефтегазоносного мегабассейна (Starostenko, Rusakov, Shnyukov et al., 2010; Егоров, Артемов, Гулин, 2011; Шнюков, Коболев; 2013; Шнюков, Коболев, Пасынков, 2013; Шнюков, Янко, 2014).

Сегодня можно уверенно утверждать, что масштабы глубинной дегазации Земли на несколько порядков выше, чем газовые проявления залежей углеводородов осадочного чехла. Учитывая огромные масштабы дегазации мегабассейна Черного моря, нельзя изучать генезис и вести поиск залежей нефти и газа без учета абиогенного синтеза углеводородов. Анализ путей миграции глубинных флюидов, зон разгрузки глубинной энергии позволит разработать новую стратегию поиска залежей нефти и газа и нестандартно подойти к оценке запасов углеводородного сырья Черноморского нефтегазоносного мегабассейна (Лукин, 2015).

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Явление активного газовыделения со дна Черного моря известно достаточно давно. Во время Крымского землетрясения 11 сентября 1927 известный советский геолог, профессор С.П. Попов наблюдал между Севастополем и мысом Лукулл серию огромных вспышек огня. Их причиной явились выбросы метана в результате тектонических нарушений земной коры, которые вызвали это катастрофическое событие.

Вместе с тем факт существования дискретных газопроявлений со дна Черного моря впервые стал достоянием научной общественности только через 60 лет в 1989г. [Поликарпов, Егоров, 1989]. За прошедшие с тех пор более четверти века в результате проведения гидроакустических наблюдений в Черном море удалось обнаружить

около четырех тысяч газовых проявлений в виде многочисленных сипов, факелов и фонтанов [Егоров, Артемов, Гулин, 2011].

Газовые выходы зафиксированы практически по всему периметру Черного моря (рис. 1) и приурочены в основном к внешнему шельфу и верхней части материкового склона на глубинах 50-800м (рис. 2). Однако газовые сипы - не единственный источник выделения метана. Интенсивные, нередко взрывные выходы газа на поверхность фиксируются в грязевых вулканах. К настоящему времени в Черном море задокументировано более 60 грязевых вулканов, представляющие собой своеобразное проявление диапировой тектоники. Транспортировка грязевого материала осуществляется газо-флюидной смесью, вырывающейся под большим давлением со значительных глубин.

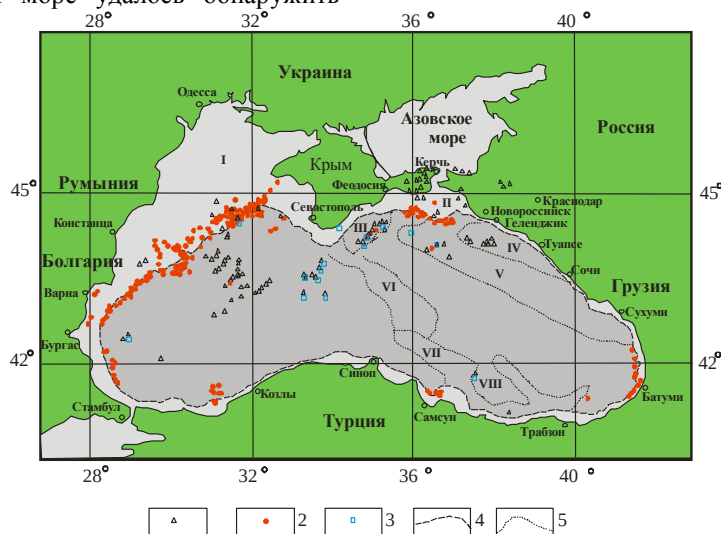


Рис. 1. Распределение выявленных к настоящему времени грязевых вулканов (1), газовых сипов (2) и газогидратов (3) в акватории Черного моря [Шнюков, Коболев, Пасынков, 2013]. 4 – граница шельфа, 5 – границы тектонических структур: I – Северо-западный шельф, II – Керченско-Таманский прогиб, III – прогиб Сорокина, IV – Туапсинский прогиб, V – поднятие Шатского, VI – хребет Андрусова, VII – хребет Архангельского, VIII – Гиресунская впадина.

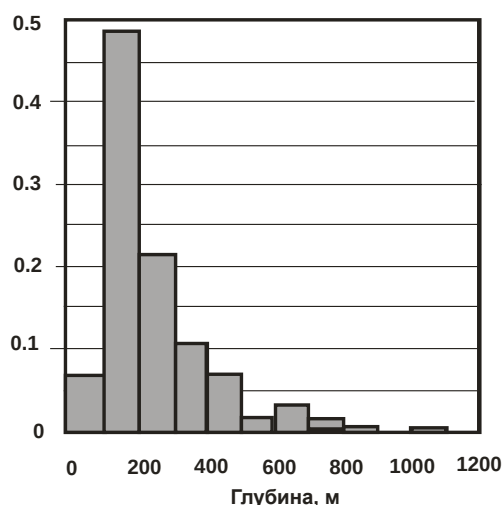


Рис. 2. Распределение сипов по глубине [Егоров, Артемов, Гулин, 2011].

Большая часть грязевых вулканов (20) приурочена прогибу Сорокина. В восточной части Черного моря грязевые вулканы зафиксированы на

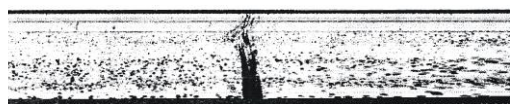
акватории Керченско-Таманского прогиба (3), в пределах Туапсинской (8) и Гиресунской (5) впадин и на Валу Шатского (7) [Шнюков, Ступина, Рыбак и др., 2015]. Следует подчеркнуть, что в центральной части Западно-Черноморской впадины открыто 11 грязевых вулканов, то непосредственно в пределах Восточно-Черноморской впадины подобных проявлений до сих пор не зафиксировано. Над вершинами большинства глубоководных грязевых вулканов обнаружены признаки активности в виде периодических в межгодовом масштабе газовых фонтанов, которые по высоте превышали 1000м.

Используемые в настоящее время термины форм донных газовыделений, как в отечественных, так и зарубежных научных публикациях приводят к их различному толкованию. В этой связи представляется целесообразным упорядочить терминологию и систематизировать различные формы газопроявлений на морском дне.

Подобно передачи тепловой энергии из недр в виде рассеянного (кондуктивного) и

сосредоточенного (конвективного) потоков, можно выделить две принципиально подобные формы газовых потоков со дна морей и океанов. В первом случае, рассеянный по площади и редко образующий большие сконцентрированные скопления газ может быть биохимическим, в результате бактериальной трансформации органического вещества. В концентрированном виде скопления катагенного газа приурочены к зонам разгрузки углеводородов, мигрирующих из нижележащих горизонтов.

Рассеянная форма газоотдачи дна реализуется в виде пузырьковых струй, которые имеют непрерывный или пульсирующий характер, количество которых может достигать до 20 на квадратном метре дна моря. О значимости последней свидетельствуют результаты экспериментальных исследований, полученные на Болгарском шельфе, где с 1 м² поверхности дна из осадков выделяется от 21 до 167 см³ метана в год [Нефтегазогенетические исследования ..., 1984]. Относительно низкие значения плотности метанового потока установлены в районе подводного продолжения Мизийской плиты. В зоне краевого Нижнекамчатского прогиба, заполненного мощной толщей меловых и кайнозойских отложений (6-8 км и более), значение плотности потока метана оказались выше. При этом в накопительных пробах отмечены следы этана и этилена. Более высокая плотность газового потока обнаружена в районах тектонических нарушений, где также зафиксировано присутствие этана и этилена. Состав газа: метан - 98.72%, азот - 1.053%, изобутан - 0.15%, остальное - двуокись углерода, пропан и др. [Троцюк, 1982].



а



б



с

Рис. 3. Газовые проявления: а - одиночный сип, б - группа газовых факелов, с - мощный газовый фонтан.

Ко второй сосредоточенной (конвективной) форме газовых выходов со дна Черного моря относятся дискретные струйные проявления в виде (по мере увеличения мощности) сипов, факелов и фонтанов грязевых вулканов (рис. 3). В большинстве наблюдаемые газовые струи маломощные, высота их достигает 100-130 м, но чаще всего не превышает 50-70 м (рис. 3а, б). В то же время были зафиксированы

отдельные большие фонтаны высотой до 250-300 м, а иногда даже до 400-500 м (рис. 3с) [Шнюков, Коболев, Пасынков, 2013].

Наиболее богатой по распространению струйных метановых газовойделений в Черном море является северо-западная акватория Черного моря, а по некоторым оценкам - возможно, самой активной в мире. Практически все газовые выходы расположены в полосе шириной 45 км с двух сторон от бровки шельфа. В геоморфологическом отношении они приурочены в основном к устьевым каньонам палеорек Дуная, Днестра, Днепра и Каланчак, которые, в свою очередь, наследуют простирание разного рода разломов.

Учитывая ключевую роль разломов, как каналов доставки газов, на основе обобщения материалов сейсмических исследований [Туголесов и др., 1985; Казьмин и др., 2000; Хрящевская, Стомба, Стифенсон, 2007], а также анализа традиционных признаков разломов в потенциальных полях [Старостенко и др., 2005] с учетом основных геоморфологических элементов [Мельник, 1996] была построена структурно-тектоническая схема северо-западной части Черного моря (рис. 4).

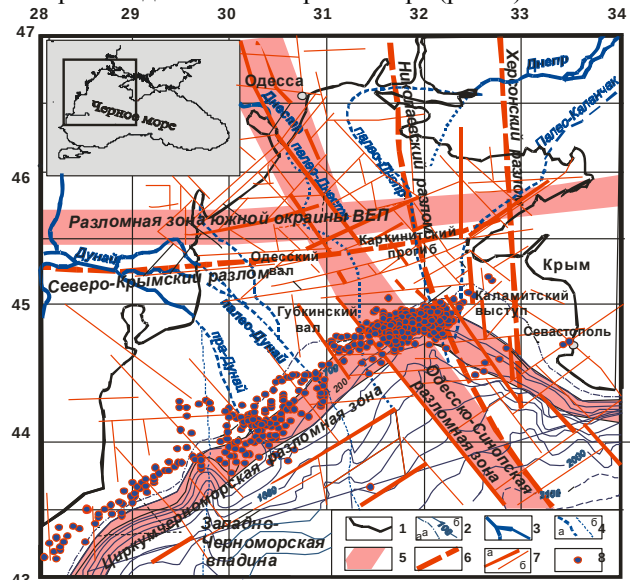


Рис. 4. Структурно-тектоническая схема северо-западной части Черного моря на фоне основных геоморфологических элементов (по материалам [Туголесов и др., 1985; Мельник, 1996; Казьмин и др., 2000; Старостенко и др., 2005; Хрящевская, Стомба, Стифенсон, 2007]. 1 – береговая линия; 2 – бровка шельфа (а), изобаты глубины моря (б); 3 – дельты рек; 4 – палео (пра) дельты рек: установленные (а), предполагаемые (б); 5 – разломные зоны мантийного заложения; 6 – разломы консолидированного фундамента; 7 – тектонические нарушения первого (а) и второго ранга (б); 8 – газовые выходы.

В результате комплексной интерпретации геологических и геофизических данных в северо-западной части Черного моря выделены две группы глубинных разломов. К первой группе относятся глубинные разломные зоны мантийного заложения,

разделяющие главные тектонические структуры. А именно, субширотная разломная зона, разделяющая южную окраину ВЕП и Скифскую плиту, фрагменты которой последовательно смещены к юго-востоку правыми сдвигами вдоль разломов северо-западного простирания. Субпараллельные границы ВЕП разломы прослеживаются на юго-западе площади исследований только в пределах Одесского и Губкинского валов.

К этой группе следует отнести Циркумчерноморскую разломную зону перехода от континентального склона к глубоководной ЗЧВ, осложненную депрессией переменной ширины. В ее пределах на Румынском шельфе выделяется разлом Печенига-Камена, который представляет собой на бровке шельфа высокоамплитудный сброс, за которым фундамент резко погружается до 11 км [Yegorova et al., 2010]. Эта зона представлена несколькими уступами с очень крутыми склонами, которые имеют по всем признакам тектоническую природу [Шрейдер, 2007], и повсеместно изрезана многочисленными подводными каньонами [Мельник, 1996]. Циркумчерноморская разломная зона имеет явно тектонический характер и представляет собой глубоководный разлом, по которому произошло значительное смещение фундамента и раздела М, резкое изменение мощности и структуры земной коры, дислокации глубоководных осадков. Этот разлом отличается и трассируется также к востоку от Крымского полуострова. Его рифтогенная природа непосредственно связана с формированием ЗЧВ в конце мела – начале палеогена [Коболев, 2017].

Отдельного внимания заслуживает ортогональная к указанным выше широтным, субмеридиональная Одесско-Синопская разломная зона, представляющая собой серию субпараллельных тектонических нарушений шириной не менее 30 км. Эта разломная зона мантийного заложения, ограничивающая с востока ЗЧВ, сыграла огромную роль в формировании мегавпадины Черного моря.

Ко второй группе относится ортогональная система глубоководных разломов консолидированного фундамента меридионального и широтного простирания. При этом известные субмеридиональные разломы, в частности Николаевский (Западно-Крымский) и Херсонский, берут свое начало на ВЕП и продолжают в пределах шельфа. Субширотный Северо-Крымский разлом прослеживается через остров Змеиный (Одесский вал) и Каркинитский прогиб. На указанной схеме представлены также тектонические нарушения разного ранга в консолидированной коре на основании сейсмического изучения строения осадочного слоя в совокупности с анализом градиентных особенностей распределения потенциальных полей.

Следует отметить, пространственную связь глубоководных разломов субмеридионального простирания с палеоречными долинами северо-западной части Черного моря. Прежде всего, это касается пространственного наследования палеоруслом Днепра Николаевского глубоководного разлома (см. рис. 4). А именно, Днепровский каньон

пространственно совпадает с Николаевским глубоководным разломом субмеридионального простирания. Последний, в этой зоне сдвига, примыкает к Одесско-Синопской разломной зоне глубоководного заложения и разделяет два типа подводного рельефа. Структурно-денудационный обрывистый тип рельефа развит к востоку от Николаевского глубоководного разлома, в то время как пологий структурно-аккумулятивный – характерен для западной части. Характерной особенностью структурно-денудационного восточного склона, является сильное расчленение рельефа и увеличение уклона поверхности с глубиной моря до 12°. На структурно-аккумулятивном, более пологом западном склоне широко развиты современные геологические процессы: подводные оползни, обвалы, суспензионные потоки [Wong et al., 2002]. В результате этих процессов происходит перенос и переотложение тонкодисперсного осадочного материала с материковой отмели через континентальный склон на абиссальную равнину глубоководной части моря [Lericolais et al., 2012].

При этом, восточный сдвиг Одесско-Синопской разломной зоны на склоне северо-западного шельфа Черного моря в пределах палеорусла Днепра может рассматриваться как отражение механизма «пулл-апат» [Занкевич, Шафранская, 2009]. Согласно законам физики, а именно принимая во внимание ротационные силы Кориолиса, все должно быть с точностью наоборот. Поэтому приведенное вышеуказанными авторами предположение о возможном пулл-апатном сдвиговом механизме в пределах области сочленения субмеридиональной Одесско-Синопской, субширотной Циркумчерноморской разломных зон и Николаевского разлома в какой-то мере проливает свет на указанное несоответствие.

Анализ полученных данных показал, что латеральное распределение метановых сипов не случайно [Шнюков, Коболев, Пасынков, 2013]. Основная масса газовых выходов в пределах палеорусла Днепра сосредоточена на структурно-аккумулятивном, более пологом склоне к западу от Николаевского разлома.

Выходы газа встречаются в местах, где сконцентрированные потоки флюидов превышают вмещающий объем порового пространства, в результате чего метан просачивается через донные осадки в толщу воды [Judd, 2003]. При нормальных условиях, большая часть метана окисляется посредством консорциумов сульфатредуцирующих бактерий в анаэробных условиях или в зоне их аэробной активности [Michaelis et al., 2002]. Миграция флюидов осуществляется через тектонические нарушения в придонных осадочных горизонтах, зоны глубоких разломов и грязевые диапиры путем диффузии растворенного или свободного газа, или в виде геоморфологических сфокусированных потоков. Частично этот газ может быть газогидратным. При изменении давления и/или температуры газовые гидраты могут диссоциировать и тем самым подпитывать газовые сипы на дне моря, что в результате приводит к дестабилизации осадков.

Предельная глубина для большей части обнаруженных сипов составляет 725 м, которая более или менее соответствует зоне стабильности для чистого гидрата метана при придонной температуре (8,9°C) в этой части Черного моря [Nauds et al., 2006]. Это позволяет говорить о том, что газовые гидраты играют роль буфера для восходящей миграции газов и тем самым предотвращают просачивание метана в толщу воды.

Как уже было отмечено выше, струйные метановые газовыделения приурочены к палеодельтам рек, свалу глубин и геодинамическим узлам различного масштаба. С глубин до 250 м метан может достигать поверхности моря и поступать в атмосферу (рис. 5).

С больших глубин струи метана растворяются в водной толще. В водах растворено 80 млрд. м³ метана и это, несмотря на то, что воды рек, впадающих в Черное море, не содержат метан. Полный цикл обновления воды составляет 400-2000 лет. Все это свидетельствует о мощном постоянном подтоке углеводородов из недр.

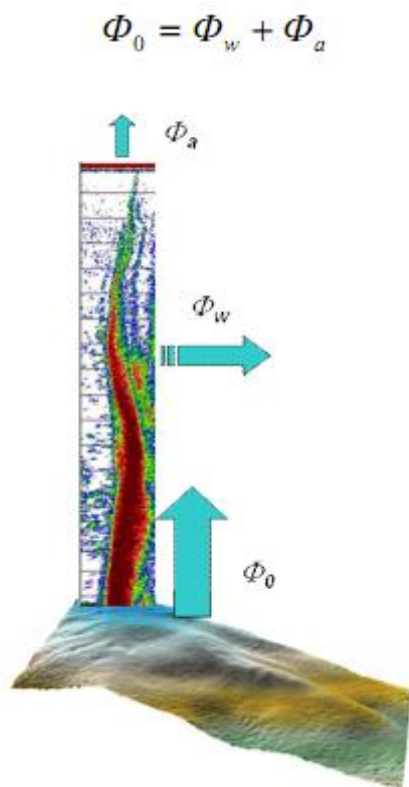


Рис. 5. Составляющие потока метана струйного газовыделения: Φ_0 - начальный поток, Φ_w - поток растворенного метана в водной толще, Φ_a - поток газообразного метана в атмосферу [Егоров, Артемов, Гулин, 2011].

Как показывают измерения у побережья Грузии, со дна Черного моря поднимается поток углеводородного газа дебитом 172 тыс. м³/сутки на участке $S = 16 \text{ км}^2$ [Егоров, Артемов, Гулин, 2011]. По лабораторным анализам в газе содержится 94.5% CH₄ и около 4.5% этана. То есть со дна Черного моря в сутки поступают миллионы кубических метров метана. Наличие холодных сипов в зоне

неустойчивости газообразной формы метана на глубинах более 750 м свидетельствует о существовании здесь в донных отложениях и водной среде нестационарных РТ-условий.

Следует отметить, что используемые для интегральных оценок газовой разгрузки дна методы баланса и моделирования обременены погрешностями и поэтому должны тестироваться дополнительными критериями. Известно, что при поступлении в поверхностный слой моря более 30 л/с газа теряется плавучесть судов, а при поступлении в атмосферу 150 л/с метана - возможно, его возгорание. Поэтому при полученной оценке газовой разгрузки дна в 900 м³/с и поступления в атмосферу потока метана в 390 м³/с [Ольштынский, 2006] следовало бы ожидать потопление судов по типу аварий в Бермудском треугольнике или регистрации фактов «горения» Черного моря. К счастью, таких аномальных событий в Черном море с 1927 года не наблюдается.

С другой стороны, при газовой разгрузке дна в 900 м³/с, годовой поток метана в морскую среду составит около 28 млрд. м³, что превышает годовую добычу метана Украиной. Можно предположить, что разработка технологии добычи такого факельного газа, могла бы избавить нашу страну от его импорта. Однако для обоснования эффективности материальных затрат при разработке такой технологии, газовая производительность факелов не должна вызывать сомнений.

Карбонатные сооружения. Интенсивные подводные наблюдения с использованием самого современного оборудования, включая подводные аппараты и дистанционно управляемые телероботы, позволили выявить новую для Черного моря форму жизни. Это симбиотическое сообщество анаэробных метаноокисляющих архей и сульфатредуцирующих бактерий, способных утилизировать значительную часть метана, выходящего из морского дна и депонировать его в виде массивных карбонатных сооружений. Последние играют роль своеобразного биогеохимического барьера, препятствующего поступлению этого парникового газа в водную толщу и атмосферу. По современным представлениям, такие микробные сообщества доминировали в древней биосфере около 3.5 млрд. лет назад, когда кислород в атмосфере еще отсутствовал, а основными компонентами окружающей среды был метан и сероводород [Blinova, Ivanov, Bohrmann, 2003].

Карбонатные образования, связанные с газовой разгрузкой недр, выявлены практически во всем диапазоне глубин сероводородной зоны Черного моря, в том числе ниже зоны стабильности газогидратов. В районе газовых сипов глубоководной части палеорусла Днепра вблизи верхней границы зоны стабильности газогидратов (глубина около 730 м) обнаружено поле карбонатных сооружений (рис. 6). Последние представляют особый интерес в связи с неустойчивым состоянием газогидратов на этой глубине и зависимости их дегазации от колебаний гидростатического давления, плотности, солёности и температуры придонного слоя воды, обусловленных

вариабельностью уровня моря, сезонными и климатическими условиями [Bohrmann, Schenck, 2002].

О природе метана в Черном море. Генерация, миграция и аккумуляция углеводородов является фундаментальной проблемой нефтегазовой геологии. В последнее время наметилась тенденция к сближению двух противоречивых сторон биогенной и абиогенной гипотезы. Объединяющим началом послужила идея В.И. Вернадского о глобальном геохимическом круговороте вещества на нашей планете. Идея круговорота позволяет совместить лучшие стороны двух существующих гипотез. Так биогенная гипотеза объясняет роль механизма преобразования органического вещества в нефть и газ на нисходящей ветви круговорота, а абиогенная гипотеза - на восходящей. Таким образом, совокупность двух данных концепций можно рассматривать как взаимодополняющие систему представлений, которые отражают два основных механизма формирования углеводородов в процессе глобального геохимического круговорота.



Рис. 6. Поле карбонатных сооружений, обнаружено в районе газовых сипов глубоководной части палеорула Днепра вблизи верхней границы зоны стабильности газогидратов (глубина около 730 м). Фотографии сделаны с помощью телероботов (Егоров, Артемов, Гулин, 2011)

В настоящее время существует две точки зрения на генезис газовыделений в Черноморской мегападине. С одной стороны они связываются с разгрузкой глубинных источников термального газа, а с другой - с биохимическим окислением органического вещества донных отложений Черноморской мегападины. В зависимости от генезиса метан может иметь различное соотношение

стабильных изотопов ^{12}C и ^{13}C . В природе среднее содержание ^{12}C составляет 98.892%, а ^{13}C - 1.108%, соответственно.

Однако в результате метаболизма микроорганизмов за счет изотопного эффекта происходит фракционирование изотопов в сторону обеднения метана его тяжелым стабильным изотопом. Для характеристики этого соотношения используется показатель δ^{13} (Лейн, Иванов, 2009). Величина этого показателя до уровня -50-60‰ соответствует термогенному метану, а в пределах от -60 до -80‰, указывает на биогенное происхождение метана. Диаграмма изотопного состава углерода метана для различных биогеохимических и геологических структур Черноморской мегападины, заимствованная из (Лейн, Иванов, 2009), приведена на рис. 7.

Как следует из диаграммы, метан с верхнеголоценовых осадков (1), а также растворенный метан холодных сипов (2) и пузырьковый метан газовых струй (3) по соотношению легкого и тяжелого стабильных изотопов углерода (δ^{13}) имеют биогенный генезис. С этим трудно не согласиться. Вместе с тем правая сторона приведенной диаграммы показывает, что растворенный метан анаэробной водной толщи (4), водной толщи в зоне хемоклина (5), кислородной водной толщи (6), растворенный каталитический метан (7) и метан грязевых вулканов (8) соответствует термогенному метану.

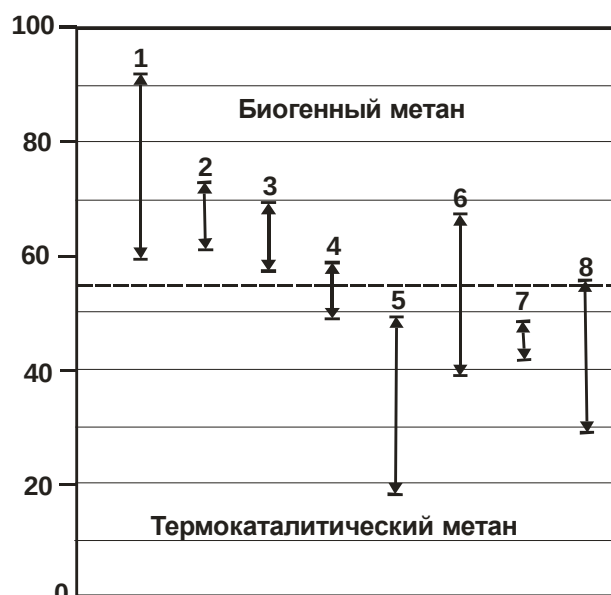


Рис. 7. Изотопный состав углерода метана Черноморской мегападины (по (Лейн, Иванов, 2009)). 1 - метан с верхнеголоценовых осадков, 2 - растворенный метан холодных сипов, 3 - пузырьковый метан газовых струй, 4 - растворенный метан анаэробной водной толщи, 5 - растворенный метан водной толщи в зоне хемоклина, 6 - растворенный метан кислородной водной толщи, 7 - растворенный каталитический метан, 8 - метан грязевых вулканов

Приведенные материалы, по нашему мнению, в целом свидетельствуют, что метан струйных газовыделений может относиться к смешанному

типу. Тем более, данные по содержанию гомологов метана (изобутана, этана, пропана), в газовом составе на отдельных участках локализации сипов в региональном масштабе также указывают на термогенный метан. По результатам сейсмоакустических исследований было установлено, что в толще подстилающих осадков под холодными сипами с метаном смешанного или термогенного генезиса, как правило, располагаются неотектонические нарушения, представляющие собой каналы поступления глубинного газа. И, наоборот, под сипами с биогенным метаном таких каналов не обнаружено, что может свидетельствовать об их принадлежности к рассеянной форме газового потока (Кобелев и др., 1999).

Следует также подчеркнуть, что наличие струйных газовыделений в пределах глубин 900-1000 м и более 1800 м не может быть объяснено в рамках биогенной концепции генезиса углеводородов. На таких глубинах при температуре придонного слоя воды около 9°C, и солености более 22.5% в метан может существовать только в газогидратной форме.

Как известно (Horita, Bemdt, 1999), по показателям δD и $\delta^{13}C$ выделяется четыре источника CH_4 : биогенная ферментация - разложение неглубокого залегания органического материала; биогенное или химическое восстановление двуокиси углерода (CO_2) в метан (CH_4); термогенный органический или неорганический процесс; смешивание различных типов метана из различных источников.

Имеющиеся изотопно-геохимические данные (Whiticar, 1999; Лукин, 2003) свидетельствуют о преобладании в Черном море термогенного метана.

Термогенный метан обнаружен в разных геоморфологических структурах - на шельфе, на континентальном склоне и в прогибе (Peckmann, Reimer, Luth, 2001; Klauke et al., 2006; Stadnitskaia et al., 2007). Он всегда присутствует в ассоциации с биогенным метаном в различных пропорциях. Общее распространение можно объяснить только в том случае, если биогенный метан является вторичным, который образовался за счет термогенного, благодаря активности метаноокисных и сульфатредуцирующих бактерий (Reitner et al., 2005). Для формирования термогенного метана из полимерной органического вещества (керогена) нужна температура 120-150°C (Tassi et al., 1991), а для трансформации мокрого газа в сухой - не менее 200°C (Waples, 1980), тогда как даже самые термостойкие микробы могут существовать только при 110°C (Gold, 1993). По экспериментальным данным карбонатные постройки в Черном море образовались при температуре около 9°C, что соответствует температуре на дне этой акватории (Mazzini et al., 2008).

По расчетам, в водах Черного моря растворено огромное количество метана (от 54 до 96 Tg), однако скорость его анаэробного окисления составляет 30 Tg в год (McGinnis, Lorke, Kipfer, 2005). Отсюда следует, что за несколько лет метан водной толщи полностью обновляется и для его компенсации требуется мощный подток с нижележащих горизонтов. Более того, воды Черного моря постоянно обновляются за счет поставки пресной воды реками с окружающим суши и соленой воды из Средиземного моря через Босфор, которая не содержит метан. По данным разных авторов, полный цикл замены воды длится от 410 до 2000 лет.

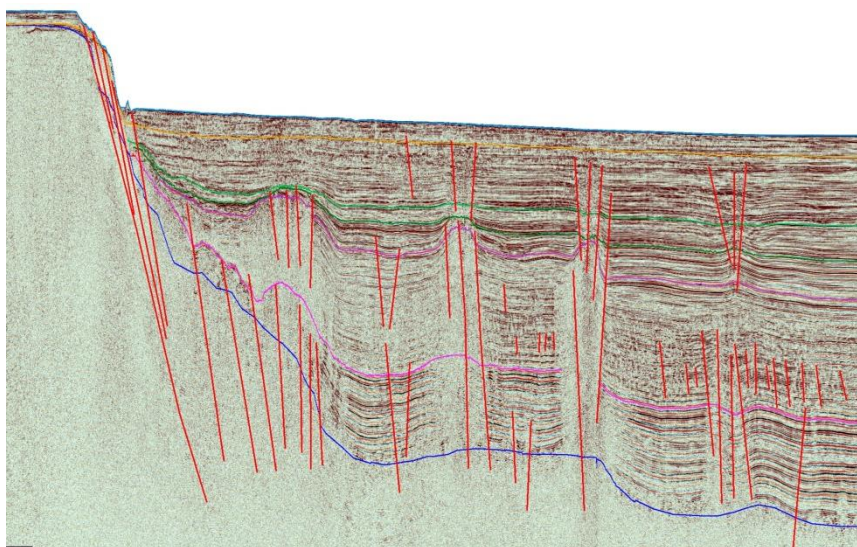


Рис. 8. Пример геологической интерпретации временного разреза по субмеридиональному профилю от северо-западного шельфа до ЗЧВ (Сенин, Никишин, Амелин и др., 2012)

Результаты радиоизотопного определения возраста карбонатных образований Черного моря показывают, что утечка газа из его дна начался не менее 29200-36500 лет назад (Егоров, Артемов, Гулин, 2011). Таким образом, с момента появления газовых выходов вода в Черном море обновлялась,

по крайней мере, 15 раз. Итак, баланс метана в воде может поддерживаться только за счет мощной дегазации земных недр.

Глубинная природа метана подтверждается также газовыми выходами над кристаллическими породами Ломоносовского подводного массива южнее Крыма,

а также изотопным и химическим составом карбонатных образований в северо-западной части моря (Шнюков, Коболев, Пасынков, 2013).

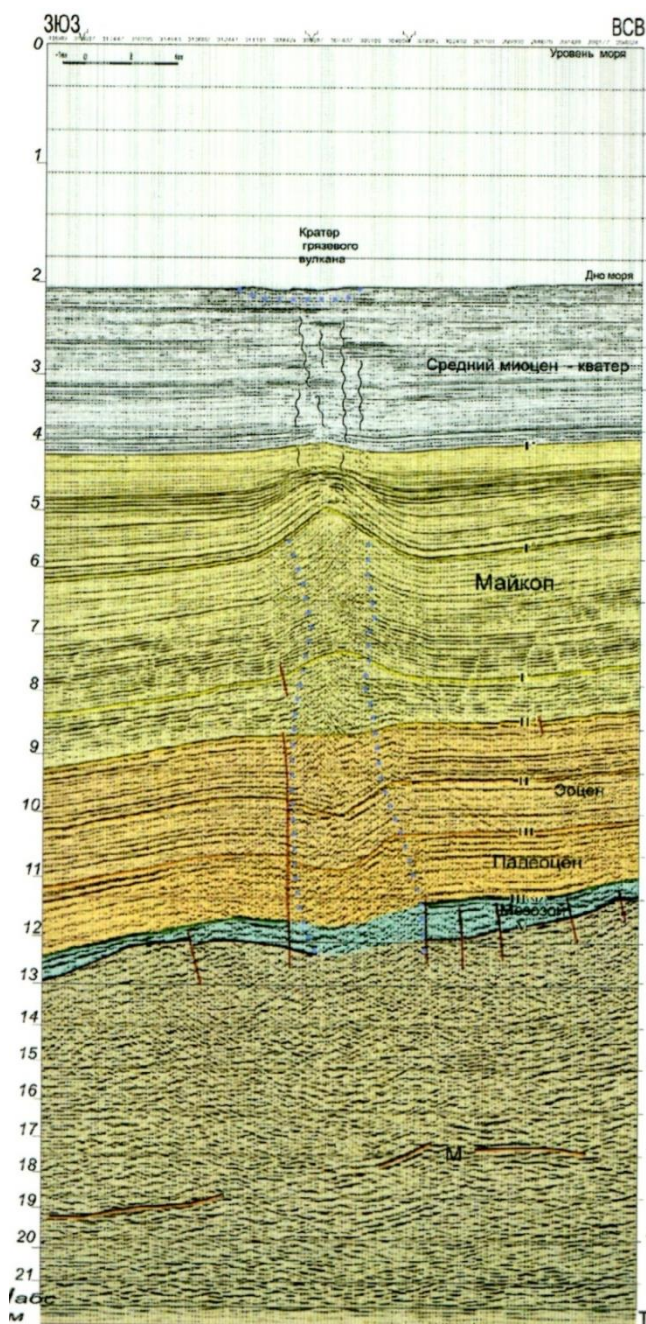


Рис. 9. Фрагмент временного сейсмического разреза в зоне грязевого вулкана с координатами 43°39.9' и 33°09.29' (Шнюков, Коболев, Пасынков, 2013)

В целом, в осадочной толще Черноморской мегавпадины существуют сотни грязевулканических каналов, а возможно, и других путей – тектонических нарушений, по которым мощные потоки глубинной углеводородной дегазации поступают к поверхности дна. Если к этому добавить бесчисленные разрывные нарушения различных уровней, то будет понятна схема существования своеобразной «кровеносной системы» осадочного чехла, в котором циркулируют флюиды. В качестве иллюстрации вышесказанного на рис. 8 приведен пример геологической

интерпретации временного сейсмического разреза по субмеридиональному профилю, пересекающему западную часть Черного моря от северо-западного шельфа до ЗЧВ. Обилие тектонических нарушений, которые корнями уходят в фундамент, является ярким свидетельством взаимодействия флюидных потоков с осадочным чехлом.

Как показывают сейсмические материалы, корни грязевых вулканов уходят иногда в мантию. Для одного из грязевых вулканов Черного моря (рис. 9) был обнаружен канал дегазации – корни вулкана, расположенные ниже поверхности Мохо (21 км от поверхности дна).

Можно предположить, что мощный поток флюидов, вырываясь из мантии, как бы ослабляет в своем прохождении всю осадочную толщу и способствует возникновению диапировых структур в майкопских отложениях.

Другими словами, не диапиры в майкопских глинах создают грязевые вулканы, а, наоборот, флюидный локализованный поток способствует их возникновению. Об этом свидетельствует существование положительных структур на всем пути флюидного потока – во всей разновозрастной осадочной толще.

Особый интерес представляет обнаружение волновода в фундаменте северо-западного шельфа Черного моря по результатам переинтерпретации материалов ГСЗ (Баранова, Егорова, Омельченко, 2008; Yegorova, Gobarenko, 2010; Yegorova, Baranova, Omelchenko, 2010) и петрофизического термобарического моделирования (Корчин, 2017).

Как известно, наличие волноводов (зон пониженных скоростей в консолидированной земной коре) связано с зонами глубинных разломов различной геодинамической природы и морфологии. В данном случае основным фактором формирования волновода является высокоамплитудный сброс, который отделяет континентальный блок шельфовой зоны от глубоководной впадины (Баранова, Егорова, Омельченко, 2008).

Особенности формирования и геодинамической эволюции Черноморской мегавпадины позволяют предполагать широкое развитие таких разуплотненных зон в разновозрастном КФ, связанных с зонами рифтогенных разломов, а на локальном уровне – с проявлениями термоусадки и тектоно-кессонного эффекта, обусловленного тектоническим поднятием отдельных блоков фундамента и формированием интрузий (Лукин, 1997).

Данные комплексного геолого-геофизического изучения недр Черного моря подтверждают их связь с восходящими потоками глубинных флюидов. В зависимости от конкретных структурно-тектонических и формационных условий, эти потоки сопровождаются тем или иным признаками их взаимодействия с осадочным чехлом (грязевой вулканизм и различные проявления грязевого диапиризма, формирования газогидратных скоплений и др.).

В краевой части шельфа и на континентальном северо-западном склоне Черного моря по

сейсморазведочных данным установлены признаки существования больших выступов, вероятно разуплотненных кристаллических и метаосадочных пород.

Связь этих выступов с восходящими потоками глубинных флюидов в зависимости от конкретных структурно-тектонических и формационных условий подтверждается теми или иными признаками их взаимодействия с осадочным чехлом (грязевой вулканизм и различные проявления диапиризма, формирования газогидратных скоплений и др.).

В тектоническом отношении эта область находится в пределах трансчерноморской Одесско-Синопского разломной зоны, где домеловые отложения образуют поднятия, осложненные серий разрывных нарушений, над которыми зафиксированы десятки грязевых вулканов.

Следует отметить, что, такие поднятия играют особую роль как в локализации биогенно-карбонатных сооружений и обломочно-карбонатных аккумулятивных тел, так и в их вторичных преобразованиях (перекристаллизация, доломитизация и др.) с образованием дополнительной пористости (Лукин, 1997; Старостенко и др., 2012).

3. ВЫВОДЫ

Термодинамический режим, ограниченное количество биомассы в земной коре Черного моря и приуроченность газовых выходов к разломам консолидированной коры и верхней мантии свидетельствуют в пользу абиогенной природы метана. Таким образом, есть все основания считать, что микробного метагенеза в толще голоценовых осадков недостаточно для обеспечения такого мощной газовой разгрузки дна Черноморской мегавпадины. Объем углеводородов в глубинах Земли во много раз превышает начальные потенциальные ресурсы всего осадочного чехла. По мере проведения исследований все больше аргументов свидетельствуют в пользу глубинной концепции.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Вернадский В.И. Избранные сочинения. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Т. 2. – С. 388–482., Вернадский В.И. О газовом обмене земной коры // Изв. Император. Акад. наук. – 1912. – Т. 141. – С. 71
2. Егоров В.Н., Артемов Ю.Г., Гулин С.Б. Метановые сипы в Черном море – средообразующая и экологическая роль. Севастополь: ННЦ «ЭКОСИ-Гидрофизика», 2011. – 405 с. Егоров, Артемов, Гулин, 2011
3. Занкевич Б. А., Шафранская Н. В. Тектоническая позиция зоны газовых факелов северо-западной части Черного моря // Геология и полезные ископаемые мирового океана. – 2009. – № 3. – С. 35–54.
4. Казьмин В. Г., Шрейдер А. А., Финетти И, Мелихов В.Р., Булычев А. А., Гилод Д. А., Андреева О. И., Шрейдер Ал. Ав. Ранние стадии развития

- Черного моря по сейсмическим данным / // Геотектоника. – 2000. – № 1. – С. 45–60.
5. Коболев В.П. Структурно-тектонические и флюидо-динамические аспекты глубинной дегазации мегавпадины Черного моря // Mining of Mineral Deposits, Volume 11 (2017), № 1. - С. 31-49.
6. Коболев В.П., Корчин В.А., Буртный П.А., Русаков О.М. Сейсмическая структура континентального подножия Горного Крыма // Геология и полезные ископаемые Черного моря. - Киев: НАН Украины. - 1999. - С. 294-296.
7. Кропоткин П. Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов // Журн. Всесоюз. хим. о-ва им. Д. И. Менделеева. – 1986. – Т. 31, вып. 5. – С. 540–547.
8. Лейн А.Ю., Иванов М.В. Биохимический цикл метана в океане. М.: Наука, 2009. – 575 с. Лейн, Иванов, 2009
9. Лукин А.Е. Изотопно-геохимические индикаторы углекислой и углеводородной дегазации в Азово-Черноморском регионе // Геол. журн. – 2003. – № 1. – С. 59-73
10. Лукин А.Е. Система "плюм – глубоководные сегменты нефтегазоносных бассейнов" – неисчерпаемый источник углеводородов // Геологічний журнал, №2 (315), 2015. С. 7-20.
11. Лукин А. Е., Шумлянський В. А., Дьяченко Г. И., Ивантишина О. М. Проблемы холодной дегазации Земли. – Киев: Изд. ИФИ Укр. науч. асоц., 1994. – 80 с
12. Мельник В.И. Мезаформы рельефа материкового склона Черного моря / Мельник В.И.// Геологический журнал. - 1996. - №1-2. - С. 124-131.
13. Нефтегазогенетические исследования Болгарского сектора Черного моря /Под ред. А.А. Геодекяна, В.Я. Троцюка, И. Монахова. София: Изд-во БАН, 1984. – 290 с.
14. Олыштынский С.П. Эмиссия газа в атмосферу с поверхности Черного моря // Междунар. научн. конференция «Фундаментальные исследования важнейших проблем естественных наук на основе интеграционных процессов в образовании и науке» - Севастополь, 2006.
15. Полікарпов Г.Г., Єгоров В.М. Виявлено активні газовиділення з дна Чорного моря // Вісн. АН УССР. – 1989. - №10. – С. 108-111.
16. Сенин Б.В., Никишин А.М., Амелин Н.В. и др. Отчет по программе морских научных работ «Изучение геологического строения докайнозойских отложений и глубинной структуры бассейна Черного моря», 139 л. текста, 65 рис., табл. 6/12 л, граф. прил. 38, библи. 78. ОАО «Союзморгео», Геленджик, 2012.
17. Старостенко В.И., Пашкевич И.К., Макаренко И.Б., Русаков О.М., Кутас Р.И., Легостаева О.В. Разломная тектоника консолидированной коры северо-западного шельфа Черного моря // Геофиз. журн. – 2005. – 27, № 2. – С. 195-207.
18. Троцюк В.Я. Прогноз нафтогазоносності акваторій. М.: Недра, 1982. - 200 с.
19. Туголесов Д.А., Горшков А.С., Мейснер Л.Б. и др. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины. — М.: Недра, 1985. — 215 с.

20. Хрящевская О.И., Стомба С.Н., Стифенсон Р.А. Одномерное моделирование истории тектонического погружения Азовского и северо-западного шельфа Черного моря в мел-неогеновое время // Геофизический журнал. – 2007. – т. 29. № 5. – С. 3-24.
21. Шестопалов В.М., Макаренко А.Н. О некоторых результатах исследований, развивающих идею В.И. Вернадского о «газовом дыхании» Земли. Статья 1. Поверхностные и приповерхностные проявления аномальной дегазации Земли // Геол. журн. 2013. № 3. – С. 7-25.
22. Шнюков Е.Ф., Коболев В.П., Пасынков А.А. Газовый вулканизм Черного моря. Киев: Логос, 2013. – 384с.
23. Шнюков Е.Ф., Коболев В.П. Струйные газовыделения дна Черного моря – уникальный средообразующий, экологический и ресурсный феномен // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2013, №3. С. 134-140.
24. Шнюков Е.Ф., Ступина Л.В., Рыбак Е.Н. и др. Грязевые вулканы Черного моря. К.: ГНУ ОМГОР, Логос. 2015. – 259с. Шнюков, Ступина, Рыбак и др., 2015
25. Шнюков, Е.Ф., Янко В.В. Газоотдача дна Черного моря: геолого-пошукове, екологічне і навігаційне значення. Вісник Одеського національного університету. Географічні та геологічні науки. 2014. Т. 19, Вип. 4(23), С. 225-241.
26. Шрейдер Ал. А. Эволюция склона погребенной котловины Черного моря // Океанология. 2007. Т.47. N 1. С.102-115.
27. Blinova V.N., Ivanov, M.K., and Bohrmann, G., Hydrocarbon gases in deposits from mud volcanoes in the Sorokin Trough, north eastern Black Sea // Geo-Marine Letters, 2003. – v. 23. – P. 250-257.
28. Bohrmann G, Schenck S (2002) GEOMAR Cruise Report M52/1, MARGASCH, RV Meteor, marine gas hydrates of the Black Sea. GEOMAR, Kiel.
29. Gold T. The origin of methane in the crust of the Earth. In: Howell, D.G. (Ed.). The Future of Energy Gases. United States Government Printing Office. – Washington, 1993. – P. 57-81.
30. Horita J., Bemdt M.E. A "biogenic" methane formation and isotopic fractionation under hydrothermal conditions // Science. – 1999. – 285. – P. 1055-1057
31. Judd, A.G., 2003. The global importance and context of methane escape from the seabed. Geo Mar. Lett. 23, 147– 154.
32. Klauke I., Sahling H., Weinrebe et al. Acoustic investigation of cold seeps offshore Georgia, eastern Black Sea // Marine Geology. – 2006. – 231. – P. 51-67;
33. Lericolais G., Bourget J., Popescu I., Jermannaud P., Mulder T., Jorry S., Panin N. Late Quaternary deep-sea sedimentation in the western Black Sea: New insights from recent coring and seismic data in the deep basin // Global and Planetary Change, 2012. - doi:10.1016/j.gloplacha.2012.05.002.
34. Mazzini A., Ivanov M.K., Nermoen A., Sveden H. Complex plumbing systems in the near subsurface: geometrics of authigenic carbonates from Dolgovskoy mound (Black Sea) constrained by analogue experiments // Mar Pet Geol. – 2008. – № 6. – P. 457-472.
35. McGinnis D.F., Lorke A., Kipfer R. Upward flux of methane in the Black Sea: Does it reach the atmosphere? // Environmental Hydraulics and Sustainable Water management. – London: Taylor & Francis Group. – 2005. – P. 423-429.
36. Michaelis, W., Seifert, R., Nauhaus, K., Treude, T., Thiel, V., Blumenberg, M., Knittel, K., Gieseke, A., Peterknecht, K., Pape, T., Boetius, A., Amann, R., Jørgensen, B.B., Widdel, F., Peckmann, J., Pimenov, N.V., Gulin, M.B., 2002. Microbial reefs in the Black Sea fuelled by anaerobic oxidation of methane. Science 297, 1013–1015.
37. Nauds L., Greinert J, Artemov Yu, Staelens P, Poort J., Van Rensbergen P, De Dattist M. Geological and morphological setting of 2778 methane seeps in the Dniepr paleo-delta, northwestern Black Sea // Marine Geology. – 2006. – 227. – P. 177-199.
38. Peckmann J., Reimer A., Luth U. Methane-derived carbonates and authigenic pyrite from the northwestern Black Sea // Marine Geology. – 2001. – № 1-2. – P. 129-150.
39. Reitner J., Packmann J., Reimer A. et al. Methane-derived carbonate build-ups and associated microbial communities at cold seeps on the Lower Crimean shelf (Black Sea) // Facies. – 2005 – №1. – P. 66-79
40. Stadnitskaia A., Ivanov M.K., Poludetkin E.N. et al. Sources of hydrocarbon gases in mud volcanoes from the Sorokin Trough, NE Black Sea, based on molecular and carbon isotopic compositions // Marine and Petroleum Geology. – 2007, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2007.08.001
41. Starostenko V. I., Rusakov, O. M., Shnyukov, E. F., Kobolev, V. P., Kutas, R. I. Methane in the northern Black Sea: Characterization of its geomorphological and geological environments. // Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform. Geological Society, London, Special Publication, 340. 2010. P. 57-75.
42. Tassi F., Fiebig J., Nocentini M., Vaselli O. Origins of methane in volcanic and hydrothermal gas discharges as inferred from the chemical and isotopic signature of n-alkanes. – 1991. – 38. – P. S1189-S1210
43. Waples D.W. Time and temperature in petroleum formation: Application of Lopatin's method to petroleum exploration // AAPG Bulletin. – 1980. – 64. – P. 916-926
44. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane // Chemical Geology. – 1999. – 161. – P. 291-314;
45. Wong, H.K., Ludmann, T., Panin, N., Konerding, P., Dinu, C., 2002. Northwestern Black Sea: Upper Quaternary water level and sedimentation. In: Briand, F. (Ed.), Turbidite Systems and Deep-Sea Fans of the Mediterranean and the Black Seas, CIESM Workshop series, vol. 17. Monaco, pp. 85–89.
46. Sosson, M., Kaymakci, N., Stephenson, R., Bergerat, F. and Starostenko V. (eds) Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform. Geological Society, London, Special Publications, 2010, 340, c. 43-56.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Аналіз походження глибинного метану дна Чорного моря.

Методика. Аналіз даних ізотопного складу вуглецю метану Чорноморської мегавпадини, аналіз явищ активного газовиділення з дна Чорного моря, геологічна інтерпретація розрізів шельфу, аналіз розподілу сипів по глибині.

Результати. У статті обговорюються питання природи активного газовиділення дна Чорного моря. Установлено, що термодинамічний режим, обмежена кількість біомаси в земній корі Чорного моря і приуроченість газових виходів до розламів консолідованої кори і верхньої мантії свідчать на користь абиогенної природи метану. Показано, що мікробного метагенезу в товщі голоценових опадів недостатньо для забезпечення такого потужної газової розвантаження дна Чорноморської мегавпадини.

Практична значимість. Так як обсяг вуглеводнів в глибинах Землі у багато разів перевищує початкові потенційні ресурси всього осадового чохла, слід розглядати його як перспективний ресурс видобутку.

Наукова новизна. Наведено дані на користь глибинної концепції походження метану дна Чорного моря.

Ключові слова: Чорне море, глибинний метан, дегазація дна Чорного моря, абиогенний природа метану, геологічний розлом, земна кора, мантія, газовиділення.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Анализ происхождения глубинного метана дна Черного моря.

Методика. Анализ данных изотопного состава углерода метана Черноморской мегавпадины, анализ явлений активного газовыделения со дна Черного моря, геологическая интерпретация разрезов шельфа, анализ распределения сипов по глубине.

Результаты. В статье обсуждаются вопросы природы активного газовыделения дна Черного моря. Установлено, что термодинамический режим, ограниченное количество биомассы в земной коре Черного моря и приуроченность газовых выходов к разломам консолидированной коры и верхней мантии свидетельствуют в пользу абиогенной природы метана. Показано, что микробного метагенеза в толще голоценовых осадков недостаточно для обеспечения такого мощной газовой разгрузки дна Черноморской мегавпадины.

Практическая значимость. Так как объем углеводородов в глубинах Земли во много раз превышает начальные потенциальные ресурсы всего осадочного чехла, следует рассматривать его как перспективный ресурс добычи.

Научная новизна. Приведены данные в пользу глубинной концепции происхождения метана дна Черного моря.

Ключевые слова: Черное море, глубинный метан, дегазация дна Черного моря, абиогенная природа метана, геологический разлом, земная кора, мантия, газовыделение.

ABOUT AUTHORS

Е.Ф. Шнюков, ученый-геолог, академик НАН Украины, заслуженный деятель науки и техники Украины, лауреат Государственной премии Украины в области науки и техники, действительный член Международной академии наук (МАН) Евразии, отделение морской геологии и осадочного рудообразования НАНУ, Киев, Украина.

В.П. Коболев, доктор геологических наук, профессор, главный научный сотрудник Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, Киев, Украина.
E-mail: vpkobolev@ukr.net, тел. 050 493 44 45.



UDC 551.242.7:244:248(477)

ЕВОЛЮЦІЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ЗЕМНОЇ КОРИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО ПАЛЕОРИФТУ У ФАНЕРОЗОЇ

О.Барташук*, С.Єрошин, В.Каменев, В.Бугрим

Український науково-дослідний інститут природних газів, Харків, Україна

*Відповідальний автор: e-mail alekseybart@gmail.com, тел. +380980893974, факс: +380577304658

EVOLUTION OF TENSION-DEFORMATION STATE OF EARTH CRUST AT PHANEROZOIC

O.Bartashchuk*, Y.Yeroshyn, V.Kamienev, V.Buhrym

Ukrainian Research Institute of Natural Gas, Kharkiv, Ukraine

*Corresponding author: e-mail alekseybart@gmail.com, tel. +380980893974, fax: +380577304658

ABSTRACT

Purpose. Study results of character occurrence of planetary system of rocks meso-fracturing in the crystalline basement of Dnipro-Donets paleorift (DDP) presented. It has statistically consistent spatial net orientation, unchangeable under further transformations of geodynamic field tensions in the earth's crust and serve as primary grid for formation within the geostructures of any type and rank.

Methods. Statistical analysis of azimuthal planetary net array in the crystalline basement of DDP on the cartographic and circle rose-diagrams carried out.

Findings. By its results six pairs of mutually orthogonal fracture systems which diagnosed as regional fault system identified. Paragenetic and Kinematic analysis of identified regional fault systems using field data of tectonophysics study of similarly oriented transregional faults on the adjacent geostructures – Ukrainian Shield, Voronezh anticline, Donetsk folded structure carried out. As a result of analysis four genetic types of structure paragenesis identified, which correspond to three main geodynamical conditions of tectonic deformations appeared in the region. Among them two regional structure-forming rift paragenesis developed in the north-western diagonal and north orthogonal fault system in azimuths identified. By the results of carried out reconstruction of main axis of tensors paleotension fields characteristics of spatial-time realization on the DDP planetary regmatic grid and field of geodynamical tensions of earth-crust were identified. This data put in the model base of systematic organization of fault tectonics of consolidated region basement.

Original. Results of carried out study has allowed to establish: 1. regional strike-slip mechanism of system tectonic faults activation in the crystalline basement, resulting in formation of three main regional structure types of paragenesis, determining main traits of system basement architecture organization. 2. spatial-time parameters of one-directional process of paleotension field inversion: shift of main compression and decompression axis performed counter-clockwise with azimuthal period-15 per one geological stage, that led to its summarized shift on 60 in the phanerozoic geotechnology. 3. geotectonic regularity of geodynamical evolution of earth-crust DDP, consisting in the formation of four main regional-structure plans in the structure of sedimentary sheath: 1) paleozoic 2) paleozoic-mezozoic 3) mezozoic-cenozoic 4) recent cenozoic, which is on the formation stage.

Practical implications. Overall study results in the formalized view presented by scheme of geodynamic evolution of earth-crust of DDP.

Keywords: strike-slip tectonics, fault systems, planetary fracture net, geodynamics evolution.

1. ВСТУП

Реконструкція умов тектонічної еволюції земної кори Дніпровсько-Донецького палеорифту (ДДП) у фанерозої є одним із найскладніших теоретичних питань регіональної геології.

Багатоетапна історія розвитку цієї внутрішньоплитної геоструктури зазнала декілька змін контрастних геодинамічних обстановок, що призвело до відповідних трансформацій будови земної кори, які відображені у сучасній надскладній

архітектурі кристалічного фундаменту і осадового чохла.

Отримання нової геологічної інформації, зокрема матеріалів глибокого буріння на нафту і газ, даних вивчення спостережених потенційних геофізичних полів і, в першу чергу, високоточної тривимірної сейсміки 3D, а також вивчення неотектонічної активізації регіону, дозволяє з актуалістичних позицій переглянути усталені геотектонічні схеми та геодинамічні побудови.

Для створення нової геодинамічної моделі фанерозойської еволюції ДДП весь наявний обсяг геологічних даних переінтерпретовано з позицій загально сприйнятих у світі концепцій глобальної тектоніки літосферних плит, плюм тектоніки, мантийного онтогенезу вуглеводнів (ВВ), геодинамічної єдності ротаційного, геомагнітного і геотектонічного полів Землі, яка обумовлює тектонічну подільність земної кори на основі загальнопланетарної регматичної сітки тріщинуватості, новітньої здвигової тектоніки осадових басейнів.

Аналіз диз'юнктивних порушень як деформаційних структур земної кори дозволяє відновити напружено-деформаційний стан літосфери в давні геологічні епохи та діагностувати палеогеодинамічні обстановки їх формування, тому розломи та деформаційні структурно-кінематичні парагенези є головними об'єктами тектонічних реконструкцій.

В зв'язку з цим актуальним є застосування тектонофізичних методів, які допомагають отримати важливу додаткову геологічну інформацію для геодинамічних реконструкцій. До таких методів належать структурно-кінематичний аналіз, дані якого відображають характер і напрями горизонтальних тектонічних переміщень різнорангових геоструктурних елементів, а також структурно-парагенетичний аналіз, який дозволяє виявляти характерні структурно-кінематичні парагенезиси вторинних плікативних структур в поверхні протерозойського фундаменту. Генетична діагностика встановлених деформаційних парагенезів надає можливість реконструювати палеогеодинамічні обстановки їх утворення.

Використання даних тектонофізичних досліджень розломних систем ДДП сприяло вивченню досі не висвітлених особливостей здвигової тектоніки кристалічного фундаменту і осадового чохла, виявленню механізмів утворення складного ансамблю вторинних деформаційних структур в його поверхні, які пов'язані з неодноразовою ремобілізацією систем регіональних розломно-здвигових зон регіону.

Теоретично і фактично доведеним є прямий зв'язок формування планетарної тріщинуватості з полями напруг, викликаних ротаційним режимом Землі. Він обґрунтований збігом тектонофізичних і палеомагнітних досліджень: вісі головних напруг стискування (σ_1) і розтягання (σ_3), встановлені за даними палеомагнітних досліджень океанічних базальтів кайнозойської епохи, розташовані відповідно сучасних меридіанів і паралелей.

Натомість, в ранішніх епохах вони були обернуті відносно сучасної географічної сітки разом із палеомагнітними меридіанами. Періодичність змін вісей σ_1 , σ_3 добре узгоджується з ротаційним механізмом утворення регматичної сітки: коливаннями швидкості обертання, або напрямку зміщення вісі обертання планети, відповідає зміна знаку вісей її деформації. Вважається, що планетарні деформації земної кори мають інверсійний характер з періодом, близьким до геологічної епохи, або етапу тектогенезу [1, 2].

Отже, наслідком залежності формування планетарної тріщинуватості і утворених при цьому полів напруг від ротаційних процесів є геодинамічна планетарна закономірність – у будь-якому пункті земної поверхні головна вісь середніх нормальних напруг стискування σ_2 є паралельною радіусу Землі, який перетинає цей пункт, а вісі σ_1 , σ_3 співпадають з меридіаном і паралеллю в ньому, періодично змінюючи одна одну.

Важливою характеристикою взаємоортогональних систем планетарної тріщинуватості є визначальна роль в утворенні розломів тангенціальних напруг, якими обумовлені дислокації горизонтального здвигання. Це відображається на розрах-діаграмах переважанням діагональних систем розломів над ортогональними. Головною же особливістю регматичної сітки є її незмінність при подальших інверсіях полів напруг, натомість, за досягнення насичення сітки нових систем порушень не виникає, змінюється лише виразність прояву та кінематика вже існуючих систем тріщинуватості [3].

І. Чебаненко (1977) застосував макроструктурний метод тектонофізичного аналізу при вивченні тектоніки України, встановивши вісім структурних напрямків азимутального розподілу розломів: чотири в північно-західному сегменті (285–290°, 310–315°, 340–345°, 360°) і решта чотири у південно-східному (15–20°, 45–50°, 70–75°, 90°). Він показав, що в різні геологічні епохи по вказаних восьми напрямках проявлялись і згодом повторювались чотири головних структурно-динамічних вісі, які характеризують поле геодинамічних напруг – дві вісі головних нормальних напруг стискування-розтягання (σ_1 , σ_3) та дві вісі головних максимальних тангенціальних напруг (τ_1 , τ_2), а також прийшов до важливого висновку про теоретичну можливість існування на теренах України дванадцяти структурних напрямків регіональних розломів (285; 300; 315; 330; 345; 360; 15; 30; 45; 60; 75; 90°).

В межах ДДП В. Гавриш, А. Недошовенко виділяють 12 взаємоперпендикулярних систем лінеamentів, основних з яких шість (азимут простягання: 0, 270; 16, 286; 36, 306; 41, 311; 62, 322, 80, 350°). На Воронезькій антеклизі (ВА) впевнено виділяються 10 регіональних систем порушень (в азимутах простягання 0, 270; 35, 305; 45, 315; 63, 333; 75, 345, 17, 287; 52, 322; 8, 278; 23, 293°). В межах Українського щита (УЩ) різними дослідниками налічується від чотирьох до одинадцяти систем регіональних розломів, із них найближчими азимутальними характеристиками до напрямків,

встановлених в ДДП, володіють шість регіональних систем, що виділяються К. Тяпкіним (0, 270; 17, 287; 35, 305; 45, 315; 62, 332; 77, 347°) [4–6].

На переважно здвигові механізми утворення регіонального структурного плану палеопротерозойського кристалічного фундаменту ДДП першим вказав І. Чебаненко (1977). В початкову стадію свого розвитку палеорифт мав форму вузького жолоба, затисненого між двома прямолінійними зонами крайових глибинних розломів. Пізніше, в рифтову стадію, за поперечними та діагональними системами порушень відбувались горизонтальні бокові зміщення, що призвело до викривлення крайових систем розломів та власне палеорифту. Амплітуди горизонтальних зміщень вздовж локальних здвигів не перевищували 4–5 км, але загалом досягали 50–60 км. Найбільших амплітуд горизонтальні зміщення набули в зоні Криворізько-Кременчуцького правостороннього здвигу – до 25 км.

Було також показано, що особливості тектоно-геодинамічної еволюції ДДП проявляються в оформленні на кожному із етапів розвитку специфічних для нього самостійних тектонічних елементів. Наприклад, за моделлю І. Чебаненка (1991) для рифтового етапу характерно існування семи мегаблоків, розділених меридіональними системами розломів: Прип'ятського, Чернігівського, Лохвицького, Зеньківського, Карлівського, Ізюмського, Донецького, які можна розглядати як ембріо-грабени [7].

Більшість дослідників регіональної тектоніки і нафтогазоносності вказували на чітку фрагментацію палеорифту на декілька окремих ембріо-грабенів, а накладені синеклізи – Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), відповідно, на кілька самостійних нафтогазоносних басейнів, які суттєво відрізняються за комплексом закономірностей геологічного розвитку, геотермобаричному і гідрогеологічному режимах, стратиграфічному і структурно-формаційному діапазонах нафтогазоносності, фазово-геохімічному розмаїттю нафтидів. Встановлена також закономірність диференціації окремих палеограбенів від особливостей його глибинної будови [8].

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

Мета роботи полягає у розробці концептуальної моделі структурно-кінематичної еволюції ДДП, як основи для створення нової схеми регіональної тектоніки.

Основними завданнями при створенні моделі системної організації тектоніки фундаменту та осадового чохла були:

- 1) вивчення характеру прояву планетарної мережі мезотріщинуватості в ДДП та ступеню її реалізації регіональними системами порушень;
- 2) визначення структурно-динамічних типів і кінематики регіональних розломів з врахуванням даних польових тектонофізичних досліджень у суміжних районах УЩ, ВА, Донецької складчастої споруди (ДСС);

3) вивчення структурного рисунку і структурних парагенезисів в архітектурі кристалічного фундаменту та осадового чохла, які пов'язані з проявами здвигової тектоніки в умовах герметичних надр;

4) вивчення просторово-часової еволюції полів палеонапруг для визначення геохронології віку перебудов планів тектонічних деформацій літосфери і кількості окремих структурних планів в фанерозої.

Оригінальний методичний підхід регіональних тектонофізичних досліджень визначався комплексуванням структурно-парагенетичного методу і методу аналізу структурних рисунків у поверхні кристалічного фундаменту та в осадовому чохлі. Структурні плани кристалічного фундаменту і вищезалгаючих палеозойських та мезозойських осадових комплексів розглядались з позицій розломно-блокової тектоніки з використанням методу структурно-парагенетичного аналізу [9].

Вихідні картографічні матеріали масштабів 1:500 000, 1:200 000 було підготовлено оцифруванням сейсмічних структурних карт поверхні кристалічного фундаменту (М. Г. Манюта, 1987) і семи поверхонь досліджуваних комплексів осадового чохла (А. Б. Холодних, 2000; Я. І. Гузік, 2009). Фактична криволінійність ряду крупних розломів фундаменту та осадового чохла адаптована ручним перетворенням в сукупність лінеamentів. Загальна їх кількість – 30322 одиниць, склала аналітичну електронну базу даних (Рис. 1, 2).

Аналіз системи лінеamentів, як прояву планетарної мережі тріщинуватості, здійснювався на картах, схемах і кругових розах-діаграмах, складених для фундаменту і семи поверхів осадового чохла (T , P_{1nk} , C_{2m} , C_{2b} , C_{1s2} , C_{1v2} , C_{1v1}). Рози-діаграми були складені для всього регіону та для вивчення субрегіональних особливостей окремо по чотирьох виділених мегасегментах (Рис. 3). На підставі статистичного аналізу азимутальної орієнтації виявлених в регіональному плані фундаменту систем тріщинуватості, виділялись локальні максимуми, які вивчались методами структурно-кінематичного і парагенетичного аналізів як регіональні системи розломів (СР). Надалі, із залученнями картографічного матеріалу, проводився порівняльний аналіз особливостей просторового поширення виділених регіональних СР. Такий комплексний аналітичний підхід дозволив вивчити просторове взаємовідношення регіональних СР та отримати вихідні дані до моделювання системної організації архітектури фундаменту і осадового чохла.

На заключному етапі тектонофізичних досліджень здійснено реконструкцію напружено-деформованого стану (НДС) земної кори із застосуванням структурно-парагенетичного методу. Аналізувались рисунок розломної мережі, структурні парагенези і кінематика СР. Дані по кінематиці розломів, що були встановлені у вертикальних перетинах сейсмічних профілів дозволили відновити просторове поле палеонапруг по рисунку і кінематиці СР. Наприкінці вирішувалась зворотна задача реконструкції типу НДС і орієнтації структурно-динамічних напрямків головних вісей тензору палеонапруг.

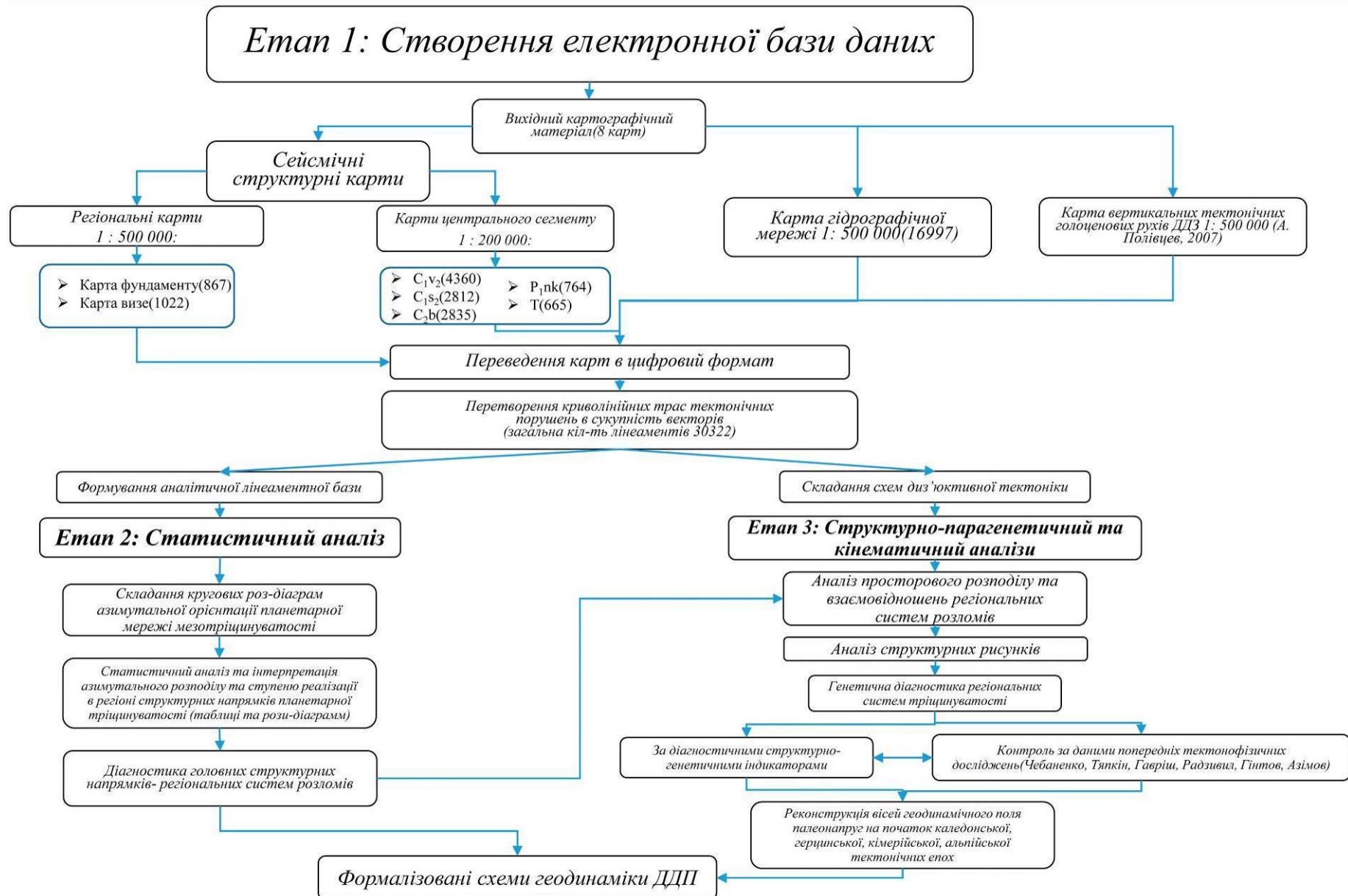


Рисунок 1. Схема методики реконструкції еволюції напружено-деформаційного стану і геодинаміки Дніпровсько-Донецького палеорифту

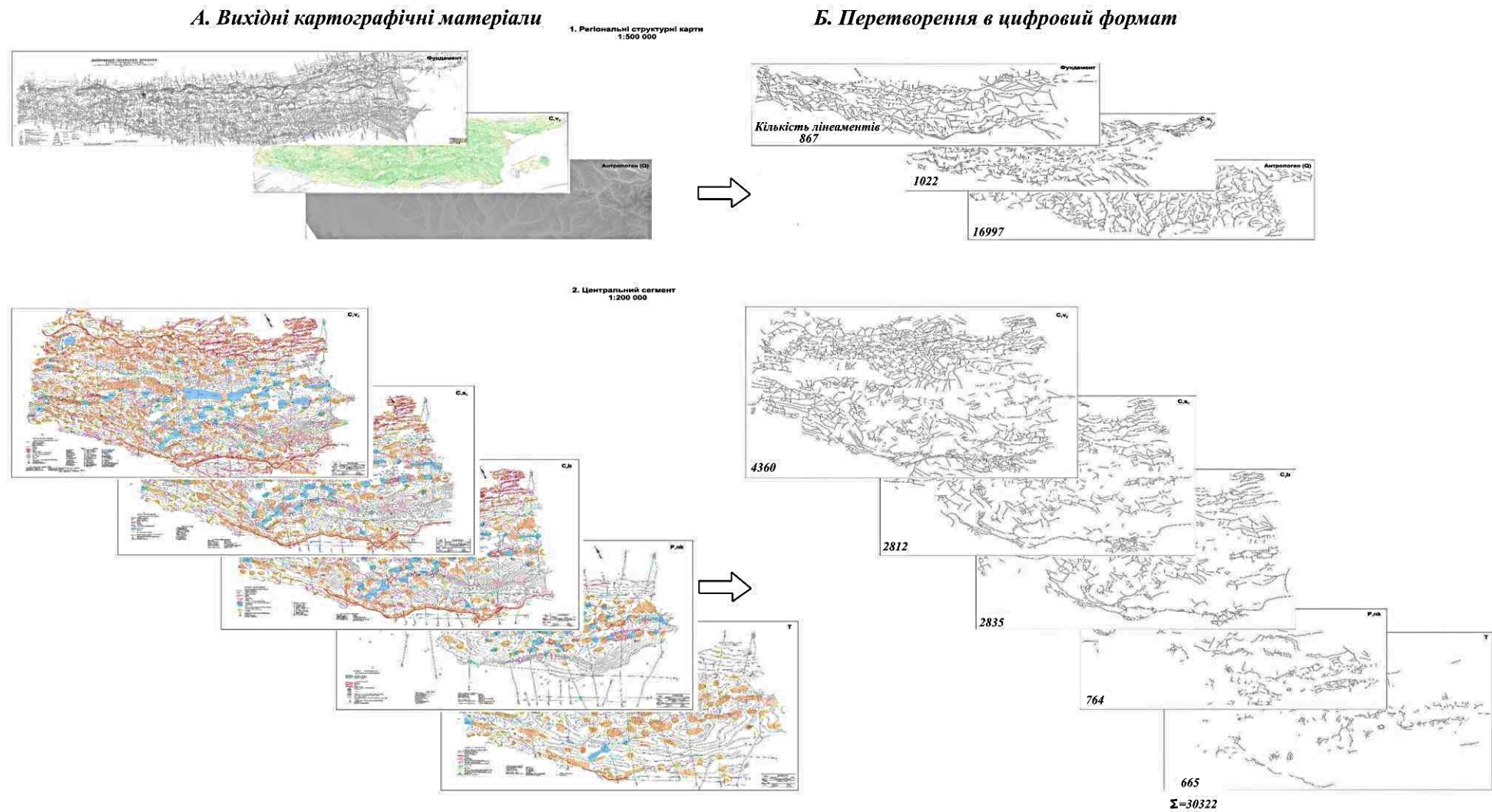
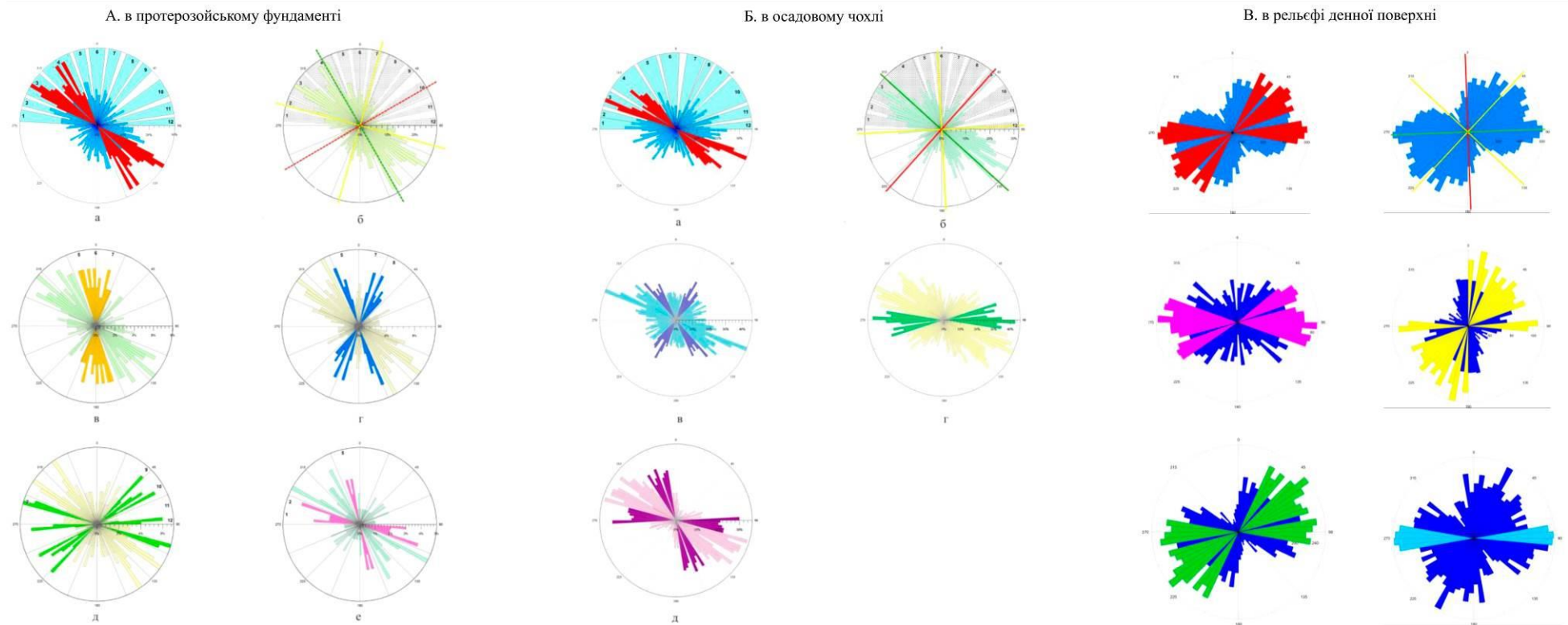


Рисунок 2. Етап 1. Створення аналітичної тектонічної бази даних з регіональної тектоніки Дніпровсько-Донецького палеорифту (30322 – загальна кількість тектонічних лінеаментів в електронному форматі)



Складання кругових роз-діаграм орієнтації планетарної мережі мезотріщинуватості для вивчення розподілу регіональних систем розломів. Розподіл розломів: А - в фундаменті; Б - в осадовому чохлі; В - в рельєфі денної поверхні; а, б - регіональний план, в - е по мегасегментах

Рисунок 3. Етап 2. Формування аналітичної лінеаментної бази

Для реконструкції вісей тривісвого тензору геодинамічного поля палеонапруг використовувались діагностичні структурно-генетичні індикатори систем тріщинуватості, що виникають в результаті тектонічних деформацій гірських порід:

- скиди і розсуви, які генетично пов'язані з тріщинами відриву і є прямими ознаками напруг розтягання в ортогональній площині. Причому площина змішувача зі скидовою компонентою ортогональна до вісі σ_3 максимальних горизонтальних напруг розтягання і паралельна вісі σ_1 максимальних горизонтальних напруг стискання;
- здвигові деформації з горизонтальним зміщенням, які є індикаторами прояву дотичних напруг вздовж площини змішувача, що паралельна вектору $\tau_{\max}$ максимального тангенціального стискання з утворенням тріщин сколу;
- підкиди та насуви, до яких приурочені заліковані та притерті, непроникні для флюїдів тріщини сколу.

Головні параметри НДС земної кори ДДП діагностувались і контролювались із врахуванням кінематичних і морфогенетичних характеристик розломних зон, які простягаються у межі ДДП з УЩ, ВА, ДДС, де вони вивчені польовими тектонофізичними методами. Відомо, що кінематична характеристика довгоживущих розломних зон визначається сумою тектонофізичних параметрів, складових елементарних різновікових зон сколу (здвигових зон), тому кінематику слід ідентифікувати окремо для кожного етапу геодинамічної еволюції розломної зони.

Консолідований фундамент ДДП вирізняється наявністю саме таких складнобудованих розломних зон, неоднорідністю структурно-формаційних і тектоно-магматичних комплексів, невитриманими глибинами залягання поверхні і підосви, рельєфом розділу Мохо, особливостями рисунка лінеamentів, азимутами простягання вісьової зони, характером прояву потенційних геофізичних полів тощо. За сукупністю таких параметрів палеорифт, на наш погляд, впевнено розділяється Верховцівсько-Льговським глибинним розломом (Качанівський щабель) на дві велетенські частини – західний і східний мегаблоки. Кожний із них, в свою чергу, розпадається ще на два мегасегменти по лініях Західно-Інгулецького і Оріхово-Харківського трансрегіональних розломів, що також перетинають ДДП з півдня на північ – від границі з УЩ до границі з ВА.

Згідно прийнятої в роботі схеми поперечного районування територія ДДП складається із чотирьох окремих мегасегментів (МС): північно-західний; центральний західний; центральний східний; південно-східний.

Виділення чотирьох МС обґрунтовується з врахуванням фактичних матеріалів польових тектонофізичних досліджень зон розломів в УЩ, якими встановлені основні морфо-кінематичні і структурно-динамічні параметри 36 основних розломних зон (Гінтов О., 2005).

Проведена на першому етапі досліджень інтерпретація кругових роз-діаграм розподілу систем розломів кристалічного фундаменту і осадового чохла ДДП (рис. 3) дозволила прийти таких висновків:

1) в регіоні мають прояв 6 взаємо-ортогональних пар напрямків планетарної регматичної мережі, по яких закладались 12 регіональних систем розломів (СР 1–12); найбільшу виразність мають напрямки північно-західних діагональних систем (СР 2, 3, 4, 5), менше проявлена ортогональна система (СР 1, 6, 12), слабо виражена північно-східна діагональна система розломів (СР 7, 8, 9, 10);

2) північно-західна діагональна система вміщує два азимутальних максимуми – СР 3 (291–312°) і СР 4 (315–339°), що діагностовані в якості головних регіональних рифтогенних структуроутворюючих систем, по лініях яких закладались первинні грабені;

3) вторинною трансформною регіональною системою розломів є меридіональна, ортогональна система в азимутах 354–6°, по яких розсувались плечі первинних грабенів.

Результати виконаної за даними парагенетичного аналізу реконструкції поля палеонапруг рифтового етапу еволюції ДДП наведені на зведеній роздіаграмі регіонального розподілу головних вісей (σ_1 , σ_2 , σ_3 , τ_1 , τ_2) тензору НДС земної кори (Рис. 3, 5) та картографічному матеріалі (Рис. 4, 6).

Слід зауважити, що встановлена за комплексом тектонофізичних ознак сукупність структурних парагенезів утворює регіональний структурний план фундаменту, який відображає, очевидно, неотектонічний етап еволюції ДДП. Аналіз регіонального рисунку парагенезів СР дозволяє прийти до принципового висновку про переважання на неотектонічному етапі парагенезів із тангенційною складовою тектонічних дислокацій, якою обумовлений горизонтально-здвиговий механізм формування архітектурних форм консолідованого фундаменту.

Порівняльний аналіз рисунків чотирьох субрегіональних мегасегментів вказує на нерівномірність прояву неотектонічних трансформацій в регіоні, ступень виразності яких зростає від північно-західного МС до наближеного до ДСС південно-східного МС. Нерівномірність пост-тектонічних трансформацій обумовлює відповідні поступові зміни генетичних типів структурних парагенезів: південно-східний мегасегмент характеризується структурними парагенезами зон тангенційного стикання і найбільшими амплітудами горизонтальних переміщень геомасивів, тектонічних блоків і переважно лівостороння кінематика рухів елементів їх внутрішньої структури; центральний (в складі західного та східного) мегасегмент вміщує парагенези структур зонального тектонічного просідання з переважанням вертикальних амплітуд рухів над горизонтальними амплітудами переміщення геоблоків; північно-західному мегасегменту притаманні релікти лінійних структурних парагенезів зон розтягання рифтового етапу еволюції регіону.

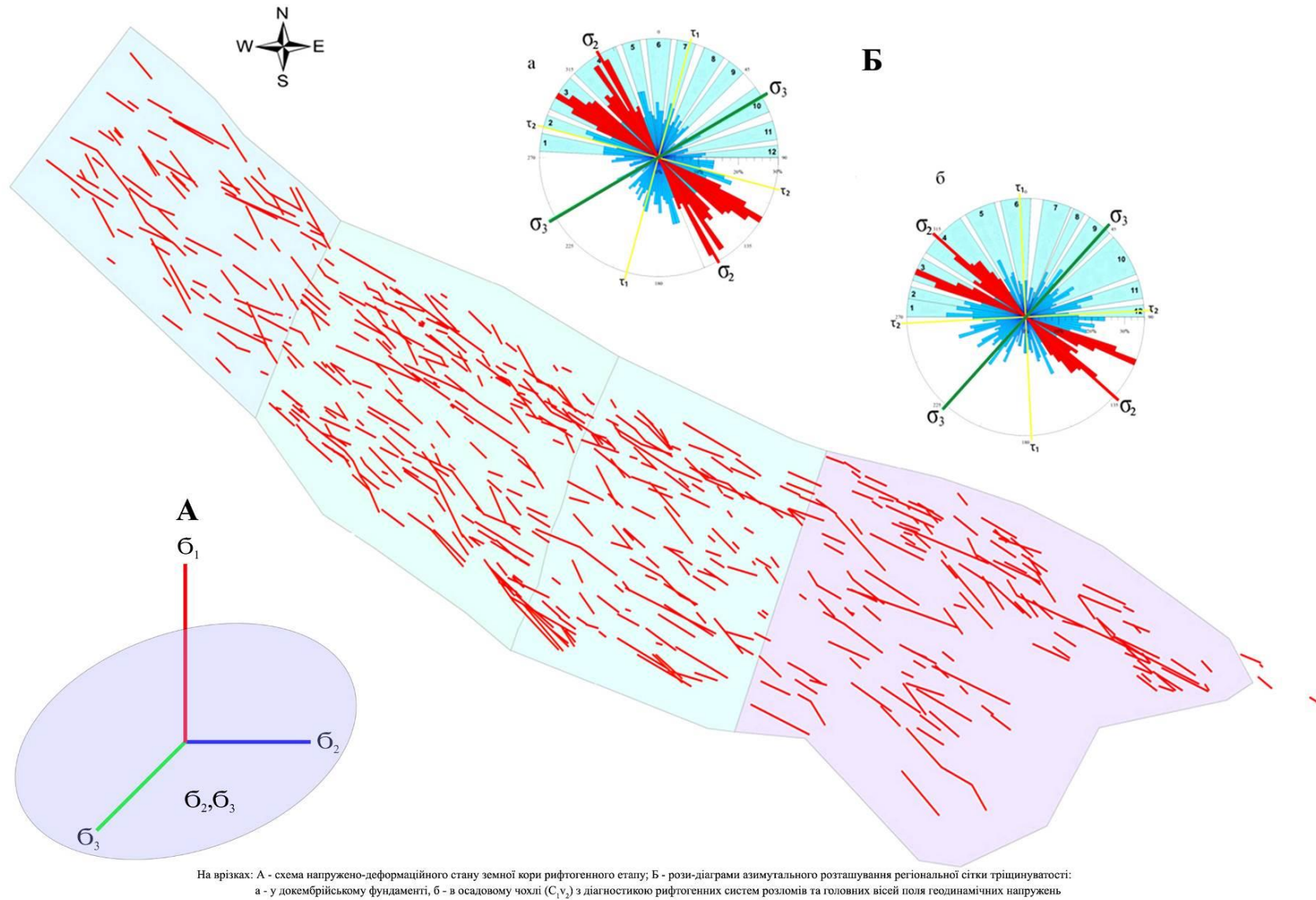
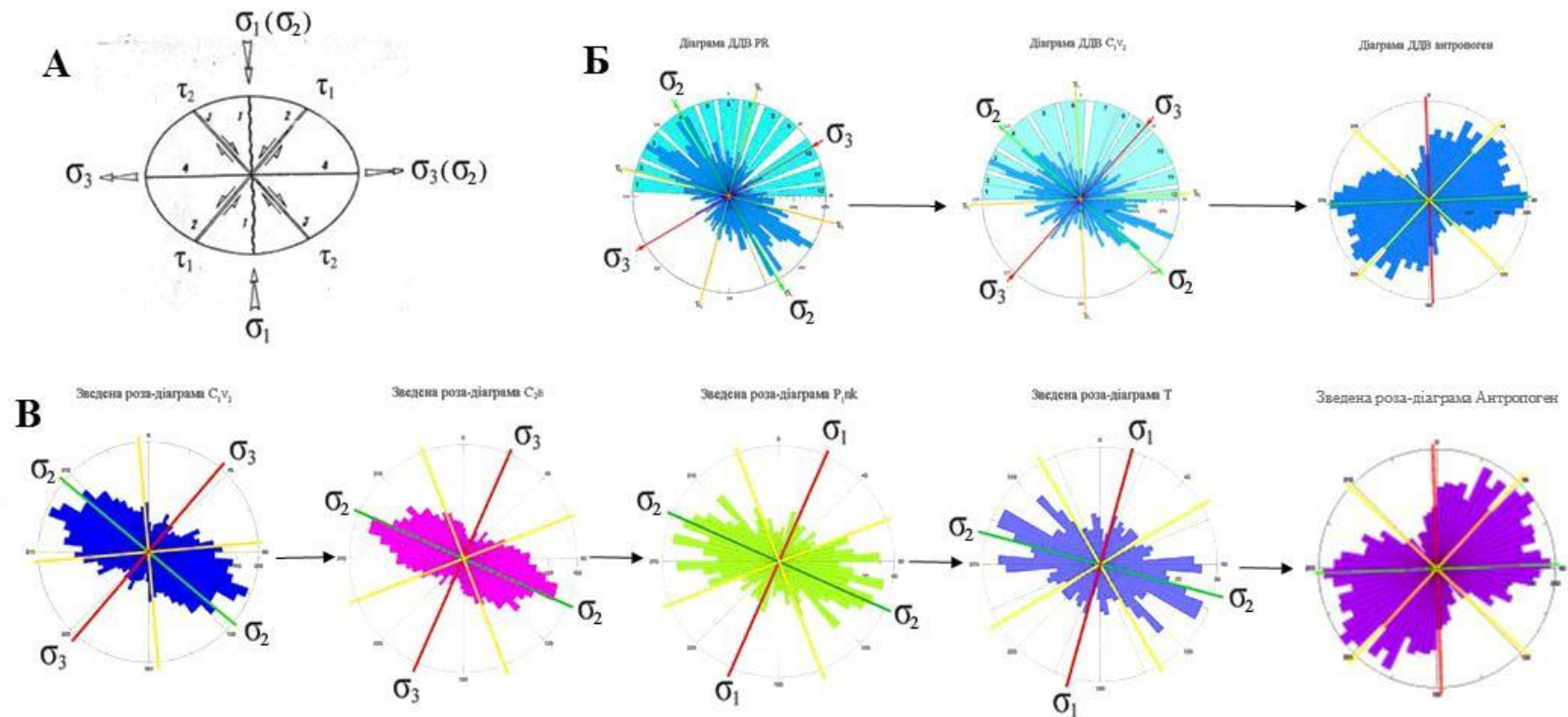


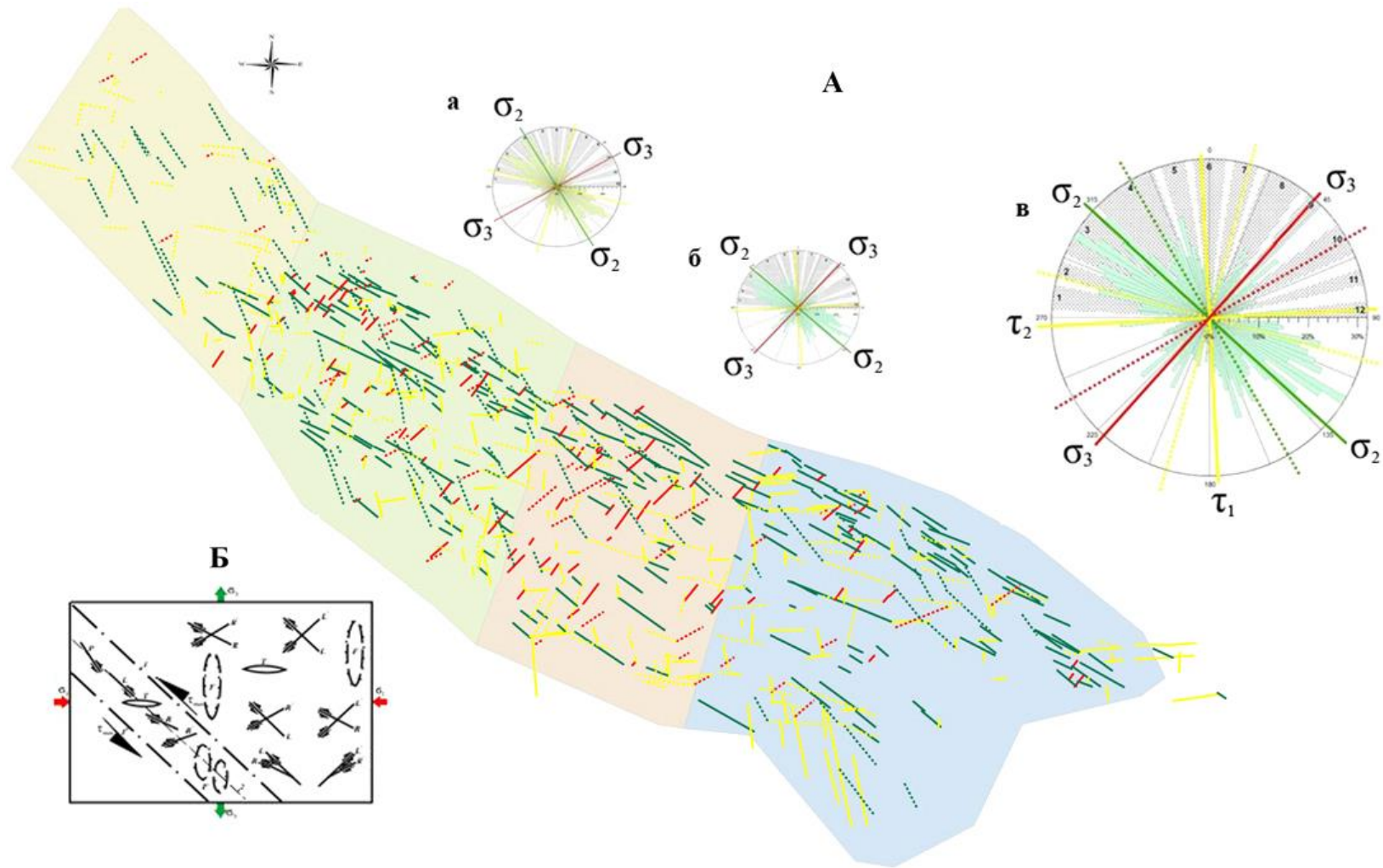
Рисунок 4. Етап 3. Діагностика рифтогенних систем розломів в кристалічному фундаменті та осадовому чохлі Дніпровсько-Донецького палеорифту



Головні параметри на роза-діаграмах: σ_1 - вісь головних нормальних напруг стиснення; σ_2 - вісь середніх нормальних напруг стиснення; σ_3 - вісь головних нормальних напруг розтягання; τ_1, τ_2 - вісі максимальних тангенціальних напруг.

А - Принципова схема еліпсоїда деформації (за М. Гзовським, 1975 р.). Б - В - Еволюція головних параметрів: А - в регіональному плані, Б - у південно-східному мегасигменті (за О. Барташчуком, 2016, 2017)

Рисунок 5. Етап 4. Діагностика просторово-часової реалізації головних параметрів геодинамічного поля за даними статистичного аналізу роз-діаграм



На врізках: А - рози діаграми з виділенням головних вісей геодинамічного поля: а - фундамент, б - осадовий чохол, в - порівняльна схема
Б - принципова модель вторинних деформаційних структур у здвиговому полі напружень при розтяганні в зоні горизонтальних дислокацій (за С. Стояновим, 1977 р.)

Рисунок 6. Етап 4. Діагностика розподілу параметрів поля геодинамічних напруг рифтового стану еволюції Дніпровсько-Донецького палеорифту

Геологічна епоха	Азімути простягання систем тріщинуватості (СТ), град													
	головні													
	84-90	273-279	282-288	291-312	315-339	342-351	354-6	9-18	24-30	39-45	54-63	72-78	84-90	285-291
№ СТ	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1
PR		сколи, здви́ги			підкиди, насуви			сколи, здви́ги			розсуви, скиди			сколи, здви́ги
D+C ₁	сколи, здви́ги			підкиди, насуви			сколи, здви́ги			розсуви, скиди			сколи, здви́ги	
C ₂₊₃ +P ₁			підкиди, насуви			сколи, здви́ги			розсуви, скиди			сколи, здви́ги		
P ₂ + T			підкиди, насуви			сколи, здви́ги			розсуви, скиди			сколи, здви́ги		
J + K		підкиди, насуви			сколи, здви́ги			розсуви, скиди			сколи, здви́ги			підкиди, насуви
P		підкиди, насуви			сколи, здви́ги			розсуви, скиди			сколи, здви́ги			підкиди, насуви
N	підкиди, насуви			сколи, здви́ги			розсуви, скиди			сколи, здви́ги			підкиди, насуви	
Q	підкиди, насуви			сколи, здви́ги			розсуви, скиди			сколи, здви́ги			підкиди, насуви	

Рисунок 7. Етап 5. Створення схеми розподілу планетарних систем тріщинуватості і періодичності змін їх структурно-динамічних характеристик у геологічному часі на території Дніпровсько-Донецького палеорифту

Структурний план	Геологічна епоха	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1
		84-90	273-279	282-288	291-312	315-339	342-348	354-6	12-18	24-30	39-45	54-63	72-78	84-90	285-291
			τ_2			σ_3			τ_1			σ_1			τ_2
1	PR														
2	D+C ₁														
3	C ₂₊₃ +P ₁ P ₂ +T														
4	J + K P														
5	N Q														

Головні вісі тензора напруг: σ_1 - вісь головних нормальних напруг стискання; (σ_2 - вісь середніх нормальних напруг стискання - для рифтового етапу); σ_3 - вісь головних нормальних напруг розтягання; (σ_2 - вісь середніх нормальних напруг стискання - для колізійного етапу); τ_1, τ_2 - вісі максимальних тангенціальних напруг; R - комбіновані типи тектонічних порушень (реверсні розломи)

Рисунок 8. Етап 5. Створення схеми просторово-часової реалізації геодинамічних напруг і еволюції структурних планів у Дніпровсько-Донецькому палеорифті

В якості системних структуроконтролюючих регіональних парагенезів виділяються меридіональні лінійні складчасті зони горизонтально-здвигового контролю, які розділяють мегасегменти з різними кінематичними типами структурних парагенезів. До них віднесені три лінеаментні шовні зони трансрегіональних розломів – Інгuleцько-Брянського, Верховцівсько-Львовського, Оріхово-Харківського.

Всі отримані дані закладені в основу концептуальної моделі системної організації розломної тектоніки фундаменту і осадового чохла, яка представлена у формалізованому вигляді на схемах (Рис. 7, 8). Аналізуючи отриману модель, можна прийти такого головного висновку. На протязі тривалого процесу структурної диференціації континентальної земної кори в межах палеорифту відбувалась закономірна просторово-часова інверсія трьох елементарних геодинамічних обстановок з утворенням нових та наступною трансформацією ранішніх регіональних планів тектонічних деформацій, що нарешті призвело до формування сучасної тектонічної будови геоструктури ДДП.

3. ВИСНОВКИ

За результатами регіональних тектонофізичних досліджень особливостей будови кристалічного фундаменту та осадового чохла ДДП:

1. Діагностовано шість пар взаємноортогональних регіональних СР, які реалізують 12 напрямків планетарної сітки мезотріщинуватості в азимутах: 1) 273–279 і 9–18°; 2) 282–288 і 24–30°; 3) 291–312 і 39–45°; 4) 315–339 і 54–63°; 5) 342–351 і 72–78°; 6) 354–6 і 84–90°.

2. Визначено дві головні СР: 1) первинна – структуроутворююча, в азимутах 291–312 та 315–339° у північно-західній діагональній системі планетарної регматичної мережі, по якій закладались регіональні лінійні рифтогенні структурні парагенези; 2) вторинна – трансформна, в азимутах 354–6° – в меридіональній, ортогональній системі регматичної сітки, по якій розсувались плечі первинних грабенів.

3. Встановлені переважно горизонтально-здвигові механізми активізації розломних систем консолідованого фундаменту, якими обумовлений регіональний горизонтально-здвиговий контроль прояву основних типів деформаційних обстановок і відповідаючих їм морфогенетичних типів локальних деформаційних структур. За таких умов найбільш вірогідним механізмом континентального рифтингу є пружний розрив з розсувом холодної літосфери, що відбувався в геодинамічних умовах горизонтального здвигу при тангенційних регіональних напругах розтягання.

4. По результатах реконструкції НДС земної кори у фанерозої встановлено односпрямованість і періодичність природного явища інверсії головних вісей поля НДС гірських порід, яке може обумовлюватись ротаційним механізмом планетарних деформацій земної кори. На протязі

тривалого процесу структурної диференціації континентальної земної кори в межах палеорифту відбувалась закономірна просторово-часова інверсія трьох елементарних геодинамічних обстановок з утворенням нових та наступною трансформацією ранішніх регіональних планів тектонічних деформацій, що нарешті призвело до формування сучасної тектонічної будови геоструктури ДДП.

5. Визначені просторово-часові параметри односпрямованого процесу інверсії параметрів полів палеонапруг фанерозойських епох в ДДП: головні вісі стискання-розтягання (σ_1 , σ_2 , σ_3) зміщувались за одну геологічну епоху в напрямку проти годинникової стрілки з азимутальним періодом $\sim 15^\circ$, що призвело до їх загального переміщення від пізнього протерозою до антропогену на $\sim 60^\circ$.

6. Встановлено, що просторово-часова реалізація геодинамічних напруг земної кори обумовила закономірну еволюцію структурних поверхонь у фанерозойському осадовому чохлі ДДП, під час якої було сформовано чотири структурних плани – два палеозойських (D – C₁; C₂ – P), мезозойський та сучасний, кайнозойський план тектонічних деформацій, що знаходиться у процесі формування.

Таким чином, в результаті досліджень було створено концептуальну просторово-часову модель геодинамічної еволюції ДДП. При подальших дослідженнях доцільне її використання як геодинамічної основи для створення принципово нової моделі тектонічного районування регіону, а з точки зору нагальних потреб нафтогазової геології, також і нової схеми нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Burtman, V. (1978). Strukturnaya set' razlomov kontinenta i mobilizm. *Heotektonika*, (3), 26-37.
2. Chebanenko, Y. (1977). *Teoreticheskie aspekty tektonicheskoi delimosti zemnoj kory* (p. 84). K: Nauk. dumka.
3. Chebanenko, Y., Klochko, V., & Verkhovtsev, V. (1991). Sootnosheniye strukturnykh planov, razlomno-blokovoi tektoniki Dneprovsko-Donetskogo avlakogena s neftegazonosnost'yu. *Sb. Nauch. Tr. "Problemy Neftegazonosnosti Krystallicheskich Porod"*, 60-64.
4. Havrish, V., Nedoshovenko, A., & Riabchun, L. (1991). *Heolohiya i neftegazonosnost' Dneprovsko-Donetskoy vpadiny, hlubinnye razlomy i kombinirovannye neftegonosnye lovushki* (p. 172). K: Nauk.dumka.
5. Hintov, O. (2005). *Polevaya tektonofizika y eye pryimeneniye pri izuchenii deformatsiy zemnoi kory Ukrainy* (p. 572). K: Feniks.
6. Lukin, A., Tsekha, O., Heiko, T., & Omel'chenko, V. (2012). Tektonika severnogo borta Dneprovsko-Donetskoho avlakogena v kontekste obshchikh zakonomernostey kontynental'nogo ryftogeneza. *Heol. Zhurn.*, (3), 7-38.

7. Rastsvetaev, L. (1987). *Paraheneticheskiy metod strukturnogo analiza dyz'yunktivnykh tektonicheskikh narusheniy* (pp. 173-235). M: Problemy strukturnoy geologii i fiziki tektonicheskikh protsessov. Ch. 2.
8. Serebriakov, E., & Zhavoronkin, V. (1988). Sistema razlomov Voronezhskogo kristallicheskogo massiva ikh znachenie dlia prognozirovaniya endogenno orudeneniya. *Heofizicheskiye Metody Izucheniya System Razlomov Zemnoi Kory Y Pryntsipy Ikh Issledovaniya Dlia Prognozirovaniya Rudnykh Mestorozhdeniy*, 20-22.
9. Tiapkin, K., Nechaev, V., & Kharitonov, V. (1966). O tektonike Ukrainskogo shchita po geologo-geofizicheskim dannym. *Heotektonika*, (1), 72-82.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Вивчення характеру прояву планетарної системи мезотріщинуватості гірських порід в поверхні фундаменту. Створення концептуальної просторово-часової моделі геодинамічної еволюції внутрішньоплитної геоструктури – Дніпровсько-Донецького палеорифту для вивчення геології і нафтогазоносності вторинних деформаційних структур осадового чохла однойменної нафтогазоносної області.

Методика. Статистичний аналіз азимутального розподілу планетарної сітки мезотріщинуватості на картографічних матеріалах і кругових розах-діаграмах. Парагенетичний і кінематичний аналіз регіональних систем розломів з використанням даних польового тектонофізичного вивчення аналогічно орієнтованих трансрегіональних розломних систем на суміжних геоструктурах – Українському щиті, Воронезькій антеклизі, Донецькій складчастій споруді.

Результати. Встановлено: регіональний здвиговий механізм активізації систем диз'юнктивів у фундаменті, що призвів до формування трьох типів регіональних структурних парагенезів, які визначили головні риси системної організації архітектури фундаменту. Просторово-часові параметри односпрямованого процесу інверсії полів палеонапруг: зміщення головних вісей стискання-розтягання здійснювалося проти годинникової стрілки з азимутальним періодом $\sim 15^\circ$ за одну геологічну еру для мезозою і кайнозою, а для палеозою – за один період, що призвело до їх сумарного зміщення на 60° у фанерозойській геохронології. Геотектонічну закономірність геодинамічної еволюції земної кори ДДП, що полягає у формуванні в структурі осадового чохла чотирьох регіональних структурних планів: середньопалеозойського, пізньопалеозойського, мезозойського, новітнього кайнозойського, який знаходиться на етапі формування.

Наукова новизна. По результатах реконструкції НДС земної кори у фанерозої встановлено односпрямованість і періодичність природного явища інверсії головних вісей поля НДС гірських порід, яке може обумовлюватись ротаційним мезанізмом планетарних деформацій земної кори.

Практична значимість. В результаті досліджень була створена концептуальна модель геодинамічної еволюції земної кори ДДП як основи для розробки принципово нової моделі регіонального тектонічного районування.

Ключові слова: здвигова тектоніка, системи розломів, планетарна сітка тріщинуватості, геодинамічна еволюція

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель Изучение характера проявления планетарной системы мезотрещиноватости горных пород в поверхности фундамента. Создание концептуальной пространственно-временной модели геодинамической эволюции внутриплитной геоструктуры – Днепровско-Донецкого палеорифта для изучения геологии и нефтегазоносности вторичных деформационных структур осадочного чехла одноименной нефтегазоносной области.

Методика. Статистический анализ азимутального распределения планетарной сети мезотрещиноватости на картографических материалах и круговых розах-диаграммах. Парагенетический и кинематический анализ региональных систем разломов с использованием данных полевого тектонофизического изучения аналогично ориентированных трансрегиональных разломных систем на сопредельных геоструктурах – Украинском щите, Воронежской антеклизе, Донецком складчатом сооружении.

Результаты. Установлены: региональный сдвиговый механизм активизации систем дизъюнктивов в фундаменте, приведший к формированию трех типов региональных структурных парагенезов, определивших главные черты системной организации архитектуры фундамента. Пространственно-временные параметры однонаправленного процесса инверсии полей палеонапряжений: смещение главных осей сжатия-растяжения осуществлялось против часовой стрелки с азимутальным периодом $\sim 15^\circ$ за одну геологическую эру для мезозоя и кайнозоя, а для палеозоя – за один период, что привело к их суммарному смещению на 60° в фанерозойской геохронологии. Геотектоническая закономерность геодинамической эволюции земной кори ДДП, заключающаяся в формировании в структуре осадочного чехла четырех региональных структурных планов: среднепалеозойского, позднепалеозойского, мезозойского, новейшего кайнозойского, который находится на этапе формирования.

Научная новизна. По результатам реконструкции НДС земной кори в фанерозое установлена однонаправленность и периодичность природного явления инверсии главных осей поля НДС горных пород, которое может обуславливаться ротационным механизмом планетарных деформаций земной кори.

Практическое значение. В результате исследований была создана концептуальная модель геодинамической эволюции земной коры ДДП как основы для разработки принципиально новой модели регионального тектонического районирования.

Ключевые слова: *сдвиговая тектоника, системы разломов, планетарная сетка трещиноватости, геодинамическая эволюция*

ABOUT AUTHORS

Oleksii Bartashchuk, PhD (Geology), Head of the Gas Resources Department , Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gas, 20 Gimnaziina naberezhna, Kharkiv, 61010, Ukraine. E-mail: alekseybart@gmail.com

Yevhen Yeroshyn, Junior Scientific Researcher of the Gas Resources Department, Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gas, 20 Gimnaziina naberezhna Kharkiv, 61010, Ukraine. E-mail: evheneroshin@gmail.com

V'iacheslav Kamienev, Leading Engineer of the GasResources Department, Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gas, 20 Gimnaziina naberezhna Kharkiv, 61010, Ukraine. E-mail: venemak70@gmail.com

Valentyna Buhrym, Leading Engineer of the GasResources Department, Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gas, 20 Gimnaziina naberezhna Kharkiv, 61010, Ukraine. E-mail: bugrim12345@gmail.com



УДК 553.7

ПРИРОДНІ РЕЗЕРВУАРИ І МОРФОГЕНЕТИЧНІ ТИПИ ПАСТОК, ПОКЛАДІВ І РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ У МЕЗОЗОЙСЬКОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ КОМПЛЕКСІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.

I.B. Височанський¹, Г.Є. Святенко^{2*}

¹Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна

²Український науково-дослідний інститут природних газів

*Відповідальний автор: e-mail henryfirst@ukr.net, тел. +380662994705

NATURE RESERVOIRS AND MORPHOGENETIC TYPES OF TRAPS, POOLS, AND HYDROCARBON FIELDS IN DNIEPER-DONETS DEPRESSION MESOZOIC OIL AND GAS BEARING COMPLEX

I.V. Vysochansky¹, G.E. Svyatenko^{2*}

¹V.N. Karazin Kharkov National University

²Ukrainian Scientific-Research Institute of Natural Gases

*Corresponding autor: e-mail henryfirst@ukr.net, тел. +380662994705

ABSTRACT

Purpose. Discovery of nature reservoirs in Dnieper-Donets depression Mesozoic section and definition of morphogenetic types known commercial and prognosed hydrocarbon pools.

Methods. Stratigraphic and lithologic differentiation of Triassic, Jurassic and Cretaceous rocks, analysis of Mesozoic oil and gas fields and local uplifts geologic composition.

Findings. In Mesozoic complex 12 reservoirs – potential oil and gas container separated, 6 morphogenetic traps pools and fields types determined.

Originality. Mesozoic hydrocarbon pools morphogenetic classification elaborated. In natural stratigraphic and lithologic sequence of permeable strata and screens common system of reservoirs separated.

Practical implications. Pools morphogenetic classification will help success of prospect works. Mesozoic regional productive horizons uniform indexation scheme proposed.

Keywords: oil and gas bearing, structure, horizon, reservoir, pool, trap, search.

1. ВСТУП

Мезозойський комплекс Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) представлений тріасовою, юрською і крейдовою системами, що розвинуті на більшій частині території регіону і залягають на різноманітних глибинах в діапазоні від 0 до 5,3 км. Нафтонасиченість порід крейдової системи на контакті з боковим кепроком соляного штока була виявлена вже на першому відкритому в ДДЗ родовищі вуглеводнів – Роменському (1937 рік). З 1950 по 1964 рік поклади в усіх відділах тріасової і середньому відділі юрської систем були відкриті на Радченківському, Шебелинському, Солохівському, Руновщинському, Більському, Сагайдацькому, Качанівському, Краснопопівському, Рибальському,

Решетняківському родовищах. В 1985 р. встановлена промислова нафтоносність тріасу на Глинсько-Розбишівському родовищі. З 1970-х років в офіційних оцінках ресурсної бази ДДЗ мезозойський комплекс не розглядається, цілеспрямоване вивчення його нафтогазоносності припинилось. Між тим за минулі десятиліття накопичено значний обсяг свідчень вуглеводонасиченості мезозойських колекторів на численних структурах різного генезису і морфології на теренах ДДЗ і північно-західної частини Донецької складчастої споруди в стратиграфічному діапазоні від підосви тріасу до сеноманського ярусу верхньої крейди включно. Аналіз умов залягання виявлених покладів дає змогу визначити специфічні риси їх формування і локалізації, висвітлити складнощі розпізнавання

методами ГДС і стверджувати, що на більшій частині території ДДЗ існують передумови успішного продовження пошуково-розвідувальних робіт на мезозой.

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

В розрізі мезозойської ератеми ДДЗ на основі певної єдності просторового розміщення і генетичної спорідненості екрануючих і проникних для флюїдів літологічних пачок вперше виділено дванадцять природних резервуарів (ПР), - виявлених і потенційних вмістищ покладів вуглеводнів (Рис. 1). Під природним резервуаром ми розуміємо вмістище для флюїдів різних форм і генезису в осадових і кристалічних породах, екрановані частини якого завдяки зниженню фільтраційних характеристик набувають властивостей пасток (Vysochanskyi, 1994).

При визначенні номенклатури резервуарів (оскільки загальноживована для мезозойських верств ДДЗ нині не існує), за основу прийняті індекси світ і підсвіт для тріасових регіонально розвинених колекторських пластів та ярусів – для юрських і крейдових. Запропонована єдина індексація регіонально продуктивних горизонтів мезозойської ератеми, що складається з двох літер і оснований на принципі назви відповідного ярусу – застосовані перші дві приголосні. Резервуари позначені римськими цифрами знизу верх за розрізом, наведені основні літологічні типи колектуючих і флюїдотривких верств (таблиця 1).

Графічне зображення позиції природних резервуарів в мезозойському розрізі ДДЗ наведене на рис. 1. Діаграма стандартного каротажу характеризує розріз східної частини північного крила Шебелинської структури (свердловина № 656), де присутні всі головні стратиграфічні підрозділи мезозою ДДЗ.

Таблиця 1. Природні резервуари в мезозойському нафтогазоносному комплексі ДДЗ

Система	№ резервуару	Стратиграфічний індекс	Продуктивний горизонт	Літологічний тип	
				Колектори	Флюїдоупори локальні (л), зональні (з) та регіональні (р)
Крейдова		K ₂ t-m			крейда, мергелі (р)
	XII	K ₁ b-al-K ₂ s	Ал-1 Сн-1	пісковики піски	глини (л)
Юрська	XI	J ₃ tt	Тт-1	пісковики	глини (з, л)
	X	J ₃ O ₂ -km ₁	Ок-1 Км-1-2	пісковики вапняки	глини (з, л)
	IX	J ₃ O ₁	Ок-2	пісковики вапняки	глини (л)
	VIII	J ₂ k	Кл-1	пісковики	глини (л)
	VII	J ₂ bt ₂	Бт-1-2	пісковики	глини (л)
		J ₂ b ₂ -bt ₁			глини (р)
	VI	J ₂ b ₁	Бс-1-2	пісковики	глини (л)
	V	J ₁ p-t	Тр-1	пісковики	глини (з, л)
Тріасова	IV	T ₃ pr-nr (Tr)	Рт-1 Нр-1 Кн-1	пісковики, гравеліти	глини (з, л)
	III	T ₂ sr ₂ (Tr)	Ал-1-3	пісковики	глини (з, л)
	II	T ₁ dr ^{cor} -T ₁ sr ₁ (Тп-Тпк)	Ол-1-4 Ін-1	пісковики, гравеліти, вапняки	глини (л)
	I	T ₁ dr ^{per} (Тга)- T ₁ dr ^{shb} (Тпг)	Ін-2-9	пісковики, алевроліти	глини (р)

Мезозойський породний комплекс в ДДЗ представлений в більшій мірі континентальними і субконтинентальними відкладами і в меншій – прибережно-морськими і морськими (Bilyk et al., 1966, Bilyk et al. 1968, Mukharinskaya et al., 1972, Shumilina, 1966, Shumilina, 1969).

Продуктивні горизонти мезозою мають мінливий характер залягання по площі і розрізу, колекторські породи належать алювіальним, пролювіальним, лімнічним та болотним, а також дельтовим, пляжевим, баровим і деяким іншим мілководно-морським фаціям.

Колектори тріасової системи належать переважно до порового типу і представлені пісками, пісковиками і в меншій мірі алевролітами, які за класифікацією А.А. Ханіна в більшості випадків відповідають II та III класам.

Локальні екрани розвинуті в розрізі тріасу і юри регіону скрізь. Найбільш розповсюдженими зональними покривками виступають шебелинські та верхньосеребрянсько-протопівські глини. Регіональними флюїдоупорами є пересазька нижньотріасова і середньоярська глинисті товщі, крейдо-мергельний розріз верхньої крейди. Всередині покривок всіх рангів можуть залягати колекторські верстви, знижуючи їх екрануючі властивості, але створюючи умови резервуара.

Резервуар I. В розрізі пересазької T_{1dr}^{per} і шебелинської (T_{1dr}^{shb}) підсвіти що складають нижню частину дронівської світи і де домінує пелітова складова, в межах локальних структур від периферії до склепіння, а також від занурених ділянок ДДЗ до її бортових частин частка пісковиків і алевролітів зростає (Bilyk, 1964).

В пересазькій суттєво глинистій товщі (або, за виробничою номенклатурою – в тріасі глинисто-алевролітовому, $T_{га}$) зазвичай присутні лінзи і просверстки кластичних порід, головним чином алевролітів, рідше – полі- та олігоміктових пісковиків дрібно-середньозернистих на глинистому та вапняково-глинистому цементі (Bilyk, 1964). Якість колекторів відповідає II-IV класам. На структурах північно-західного Донбасу і південної прибортової частини ДДЗ в розрізі підсвіти з'являються середньо і різнозернисті пісковики з включенням кластичного матеріалу гравійного і дрібногалечного розміру, що фіксують алювіально-пролювіальні умови осадконакопичення.

Шебелинська товща або тріас піщано-глинистий ($T_{пг}$), представлена континентальними червоно- та зелено-сірими пісковиками, глинами, алевролітами, конгломератами. Пісковики дрібно- та середньозернисті, поліміктові, мають глинистий і карбонатно-глинистий цемент. Конгломерати складені галькою і гравієм кременю, кварцитів, аргілітів, вапняків, рідше – кутуватими уламками глин. Пористість пісковиків сягає 30,6 %, проникність - 3605,3 мД. Максимальна товщина відкладів 340 м.

Псаміти пересазької та шебелинської підсвіти умовно об'єднані нами в один резервуар через вкрай мінливий характер залягання і надзвичайно складну кореляцію окремих піщаних пластів в межах цих

товщ; для кожної локальної площі гідродинамічні зв'язки між проникними верствами повинні простежуватись окремо.

Пеліти пересазької підсвіти представлені строкато-червоними тонковідмученим жирними вапняковистими глинами з лінзами і проверстками псамітів. Це загалом фація обширного прісноводного водоймища. Склад глин переважно гідрослюдиистий, вміст каолініта (10-15 %) зростає знизу догори. Кластичного матеріалу небагато (до 10-15 %). В породах спостерігаються дзеркала ковзання. Абсолютна пористість глинистих порід складає 8-15 % при проникності менше 0,1 мД (Bilyk et al., 1968). Товщина підсвіти змінюється від 0 до 100-115 м, максимальні значення характерні для західної частини регіону. Товща є головним флюїдоупором для низки верхньопалеозойських покладів нафти і газу (Лесяківське, Гнідинцівське, Глинсько-Розбишівське родовища). Під впливом висхідного потоку вуглеводнів породи її зазнають певних епігенетичних змін, таких як відновлювання забарвлення до сіро-зеленого і піритизація.

Резервуар II. Коренівська підсвіта T_{1dr}^{cor} (піщана товща, $T_{п}$) майже цілком складена алювіальними і погано відсортованими пролювіальними, іноді гравелістими, слабо і середньо зцементованими пісками і пісковиками зелено-білих та рожево-сірих та строкатих відтінків, збагаченими уламками кременю і катунами зелених і строкатих глин. В нижній і середній частинах товщі присутні лінзи і проверстки конгломератів і гравелітів. Дрібно-середньозернисті різниці, як правило, краще відсортовані, крупнозернисті близькі до різнозернистих через погану відсортованість кластичного матеріалу. Текстури нечіткі горизонтально і пологокосоверстуваті. Склад поліміктовий з переважанням кварцу, цемент вапняковий і глинистий, переважно змішаний. Загальна частка псамітів в розрізі коливається біля 90 % і не буває нижче 70 %. Пористість пісковиків варіює в межах 2,6-30,6 %, для колектору в середньому складає 22 %, проникність сягає 3141,4 мД, в середньому 400 мД. Наведені цифри визначені за даними досліджень кам'яного матеріалу і напевно занижені через те, що вивченню досягні відносно ущільнені різновиди - найбільш пухкі і, відповідно, проникні різниці колекторів в переважній більшості випадків руйнуються під час буріння або в процесі піднімання керну. Найгірші фільтраційно-ємкісні якості в межах підсвіти мають тонко- та дрібнозернисті глинисто-карбонатні пісковики її покривельної частини. Максимальна товщина підсвіти сягає 295 м.

Нижньосеребрянська T_{1sr} підсвіта (піщано-карбонатна товща, $T_{пк}$) представлена в основному озерними фаціями. Складається ритмічним чергуванням пісковиків і глин з окремими прошарками і лінзами алевролітів і прихованокристалічних вапняків. Характерні перехідні пелітово-псамітові різновиди порід. По всьому розрізу розвинуті прошарки ущільнених вапняковистих пісковиків і піскуватих вапняків. Вапняки глинисті, масивні за текстурою, як правило,

не містять органічних решток. Строкаті щільні вапняковисті гідрослюдисті піскуваті глини містять рештки прісноводних остракод і оогонії харових водоростей. Пісковики поліміктові від дрібно- до середньозернистих, зазвичай вапняковисті, по площинах нашарування збагачені слюдою, іноді містять уламки вапняку, катуні глин, гальку кварцу, креміню і польових шпатів, в основному середньозцементовані, тонко косо- і горизонтальношаруваті. Відсотковий вміст колекторів в підсвіті 40-75 %, найменше вони розвинуті в центральній частині ДДЗ. Вгору за розрізом частка пісковиків зменшується. Пористість їх значно варіює, від 1 до 33,1 %, проникність сягає 864 мД. Товщина нижньосеребрянської підсвіті 100-160 м.

В повних розрізах тріасу серебрянська світа пов'язана з коренівською товщею поступовим переходом без ознак розмиву; вони фактично утворюють єдиний регіонально продуктивний в ДДЗ потужний резервуар, для якого характерні в цілому добрі фільтраційні властивості, значна товщина, фаціальна витриманість колекторів і перекриваючої екрануючої товщі.

Резервуар III. В верхньосеребрянській підсвіті T_{2sr2} , яка відповідає нижній частині так званої глинистої товщі (Тг) загальна частка псамітів не перевищує 10-20 % розрізу. Пухкі пісковики мають пористість 8,3-31,8 %, проникність 0,1-4747 мД.

Глиниста товща верхньосеребрянської підсвіті, що залягає над піщано-карбонатними колекторами нижньосеребрянської, має континентальний, переважно озерний, генезис. Глини червоні і цегляно-червоні, блакитно- та зелено-сірі, плямисті, строкаті, ущільнені, з черепашковим та оскольчастим зламом, в описаних різницях – грудкуватим. Присутні домішки уламкового матеріалу (здебільшого кварцу, значно рідше - польових шпатів та уламків порід) – до 5-10, рідше – до 25 %, у вигляді гнізд та лінз. Постійно присутні пірит, гідроокисли та окисли заліза. В північно-західному Донбасі та на південному сході ДДЗ основними породоутворювальними елементами є мінерали монтморілонітового ряду, присутні каолінит та гідрослюди. На решті території ДДЗ превалюють гідрослюди, менша роль монтморілоніту та каолініту. Збільшення долі гідрослюду, які містять закисне залізо і хлорит, зумовлює переважно зелене забарвлення глин північного заходу ДДЗ. Карбонатність глин звичайно 5-25 %, але може сягати 42 %, абсолютна пористість – 10-17 % при проникності менше 0,1 мД. Потужність товщі 65-100 м.

Резервуар IV. Своєрідною рисою верхнього відділу тріасової системи, який поділяється на протопівську (T_{3pt} , верхня частина товщі Тг) і новорайську (T_{3nr}) світи, є значна роль збагачених скам'янілою рослинністю глин і алевролітів первинно-сірого кольору (Ayzenverg et al., 1988). Карбонатність порід загалом низька, спостерігаються численні сидеритові конкреції. Сіроколірні неокиснені різниці переважають вгорі розрізу. Характерним є широкий розвиток першокласних порових колекторів, приурочених до численних

шарів кварцових пісків і пісковиків. Сумарна товщина протопівської і новорайської світ може сягати 400 м.

Середня кінцева водонасиченість псамітів тріасу складає 56,5 %, ефективна пористість 10,4 %.

Резервуар V. Сіро-сині глини козулинської світи, переверстовані пісковиками і вапняками, товщиною до 90 м, розповсюджені на північно-західних окраїнах Донбасу і в суміжній частині ДДЗ відповідають плінсбахському, тоарському та ааленському ярусам, тобто є перехідними верствами між нижнім і верхнім відділами юрської системи. Товщина піщаних пачок може значно варіювати – від 1 до 15 м. Пісковики темно-зелені, глинисто-шамозитові

Резервуар VI. Середньоярський піщаний горизонт орільської світи байоського ярусу J_2b_1 представлений континентальними та субконтинентальними фаціями, відносно витриманий в західному і центральному сегментах западини, в східному фаціально змінюється морськими суттєво глинистими породами черкаської світи. Колекторами орільської світи, максимальна товщина якої 90 м, є сірі кварцові піски і пісковики пухкі і середньозцементовані, різнозернисті, погановідсортовані, неорієнтованих текстур, пористістю до 35,2 % та проникністю до 4900 мД при середніх значеннях 20-25 % та 220 мД. Для псамітів черкаської світи характерна більша ступінь цементації (переважно карбонатною речовиною) та значно нижчі фільтраційно-ємкісні параметри: пористість - 20-21 %, проникність - 25-90 мД.

Середньоярська глиниста товща потужністю 80-125 м складається морськими утвореннями нижнього бату (північно-західна частина западини) та нижнього бату - верхнього байоса (решта її території). В центральному та південно-східному сегментах ДДЗ глини сірі і блакитно-сірі, тонковідмучені, жирні, іноді слабкоалевритисті. Зустрічаються проверстки буро-сірих сидеритових глин та сірих вапняків. Породоутворюючими є гідрослюди, присутній монтморілоніт і каолінит. Вверх за розрізом кількість монтморілоніту, як правило, суттєво збільшується. Кластичні домішки представлені зернами кварцу, рідше – лусками мусковіту і карбонатами.

В північно-західній частині ДДЗ в складі глин переважають мінерали групи каолініта. Цей фактор, вкупі з невеликою загальною товщиною глинистої товщі та наявністю в ній піщаних, алевроитових і гравелітових прошарків, знижують її екрануюче значення.

Резервуари VII-XI. В розрізі батського, келовейського, оксфордського, кімериджського та титонського ярусів юрської системи. колектори представлені як теригенними, так і карбонатними різновидами, причому фільтраційно-ємкісні властивості їх мінливі і можуть суттєво варіювати навіть в межах однієї площі; особливо це стосується туфогенних пісковиків кам'янської світи батського ярусу і псаміто-вапнякових і вапнякових товщ оксфорд-кімериджу. Пористість пісків і пухких пісковиків іноді перевищує 40 %.

Резервуар XII. Сеноман-нижньокрейдовий флюїдоносний горизонт ($K_1b-al-K_2s$) складений пісками, пісковиками і алевролітами. Пухкі відмінності, розповсюджені значно більш широко, мають глинистий цемент, міцні – сидеритовий, кременистий і кременисто-вапняковий.

Для сеноман-нижньокрейдового флюїдоносного горизонту покришкою виступає регіонально розвинута крейдо-мергельна товща турон-маастрихтського віку, в нижній своїй частині слабо тріщинувата і з добрими екрануючими властивостями. Товщина її до 650 м.

Слід зауважити, що фільтраційно-ємкісні властивості карбонатних колекторів мезозою в ДДЗ на нинішній час досліджені дуже слабо. В розрізі нижньосеребрянської підсвіти і особливо оксфордського та кімериджського ярусів вони можуть виступати основними резервуарами для вуглеводнів.

За даними досліджень Мухаринської І.А. та Прийменко А.Ф. (Mukharinskaya et al., 1972) пряма залежність якості колектору від глибини залягання тобто від ступеню діа- та катагенезу, для мезозойських товщ в ДДЗ не виявлена.

Ємкісні параметри порід визначаються фаціальними обставинами їх накопичення.

Узагальнення будови природних систем «структура – пастка – поклад – родовище» для мезозойських ПР з виявленими на сьогоднішній день промисловими покладами, виконана на основі методичного підходу Височанського І.В. (Vysochanskyi, 2015), наведені в таблиці 2.

Пастки, здатні вміщувати поклади вуглеводнів, в ДДЗ приурочені до кількох основних типів локальних піднять: а) до наскрізних антикліналей з успадкованістю структурних планів палеозою і мезозою з відсутністю пермської хемогенної покришки; б) до наскрізних антикліналей з розвинутим в розрізі галогенним екраном і порушених альпійською диз'юнктивною тектонікою; с) до мезозойських куполів, розвинutih над соляними штоками; д) до приштокових мезозойських блоків солянокупольних структур з передпалеогеновим та передчетвертинним рівнем залягання покрівлі діапіра; е) до тектонічних блоків на субмонокліналях та монокліналях; ф) до крил антикліналей, в склепіннях яких мезозойські відклади зденудовані (Sviatenko, 2017).

Типи а, б, с, д, розвинуті переважно в осьовій і прибортовтих частинах ДДЗ, тип е – в бортових частинах, тип ф – в осьовій і приосьовій частинах на південному сході западини в зоні відкритих палеозойських структур, де на низці крупних антикліналей мезозойські відклади в склепіннях розмиті і слід очікувати наявності кільцевих пасток, приурочених до зон стратиграфічного екранування кайнозойськими пелітами на крилах піднять.

На Роменському родовищі частина нафтових скупчень залягає в жильній чи жиллоподібній формі на контакті бокової штокової брекчії і прилягаючих до стінок діапіра мезозойських піщаних пластів.

Слід зазначити, що ознак нафтогазонасиченості мезозойських колекторів на безкореневих

мезозойських структурах типу Октябрської поки що не зафіксовано, якщо вони будуть виявлені, виникне потреба зарахувати їх до окремого типу.

Вуглеводневі поклади мезозою зазвичай пластові та неповнопластові (водоплавні), але на Качанівському та Радченківському родовищах в тріасовій системі виявлені конденсатогазові і нафтові промислові скупчення, які як вважається, мають масивно-пластовий тип.

Морфогенетичні типи виявлених і прогнозних мезозойського покладів нафти і газу наведені в таблиці 3.

Оцінка перспективних ресурсів мезозойського нафтогазонасного комплексу проведена по 120 найбільш перспективних площах і родовищах ДДЗ і північно-західного Донбасу, потенціал складає 63 млн т умовного палива категорії C_3 .

Прогнозні ресурси категорії D_1 , враховуючи що загальна кількість структур в ДДЗ, де теоретично могли сформуватись мезозойські поклади вуглеводнів, сягає чотирьохсот, можна оцінити в обсязі 147 млн т умовного палива.

3.ВИСНОВКИ

В розрізі мезозойської ератеми ДДЗ на основі певної просторової єдності і генетичної спорідненості екрануючих і проникних для флюїдів літологічних пачок авторами статті вперше виділено дванадцять природних резервуарів – виявлених і потенційних вмістищ вуглеводневих скупчень: I-IV – у тріасових відкладах, V-XI – в юрських і XII – в крейдових.

Розроблена і запропонована індексація мезозойських регіонально і потенційно продуктивних горизонтів.

Розгляд особливостей нафтогазонасності мезозойського комплексу ДДЗ у координатах природної системи «структура – пастка – поклад – родовище» віддзеркалює універсальну можливість одночасного висвітлення інформації щодо типізації цих об'єктів як основи для відтворення специфіки умов формування вуглеводневих скупчень.

Яскравою ознакою такої специфіки на даний час є домінування в регіоні покладів ВВ у склепінних диз'юнктивно обмежених пастках, виявлених пошуковим і розвідувальним бурінням (в багатьох випадках – попутно з вивченням палеозойських товщ).

Базовим положенням при розробці напрямків подальших геологорозвідувальних робіт на мезозойський комплекс є необхідність врахування наявності сприятливих пасткових умов для акумуляції ВВ і в диз'юнктивно, літологічно і стратиграфічно екранованих і відповідно обмежених пастках як на антиклінальних структурах, так і на монокліналях і субмонокліналях регіону.

Таблиця 2. Природна система «структура – пастка – поклад – родовище» в мезозойському нафтогазоносному комплексі ДДЗ

структури	пастки							поклади					родовища
морфоло- гічний тип	індекс горизонту	тип колектору	покришка	типи за умовами				вид флюїду	типи за характером залягання				типи за поєднанням різних пасток
				екранування		обмеження			пласто- вий	неповно- пластовий	масивно- пластовий	жильні	
				скле- пінні	літоло- гічні	диз'юнк- тивні	соле- штоко- ві						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
							Шебелинське ГКР						
брахіанти- кліналь	J ₂ k	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	гомо- пастко- генне
	T ₁ dr ^{cor} -T ₁ sr ₁ (Тп+Тпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Краснопопівське ГР													
брахіанти- кліналь	T ₂ sr ₂ (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-//-
	T ₁ sr ₁ (Тпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Більське НГКР													
брахіанти- кліналь	T ₂ sr ₂ (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-//-
	T ₁ sr ₁ (Тпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	НГК	+	-	-	-	
	J ₂ b ₁	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	
Решетняківське НГКР													
купол	J ₂ b ₁	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	НГК	-	+	-	-	-//-
Солохівське НГКР													
брахіанти- кліналь	J ₂ b ₁	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	-//-

закінчення таблиці 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Сагайдацьке НГР													
брахіанти-кліналь	T ₁ sr ₁ (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-
Рибальське НГКР													
брахіанти-кліналь	J ₂ b ₁	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-
	T ₂ sr ₂ (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
	T ₁ dr ^{cor} -T ₁ sr ₁ (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
	T ₁ dr ^{per-shb} (Тга+Тпк)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	+	-	-	-	
Руновщинське НГКР													
купол	T ₁ dr ^{cor} -T ₁ sr ₁ (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	-/-
	J ₂ b ₁	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Радченківське НГР													
брахіанти-кліналь	T ₁ dr ^{shb} (Тпг)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-
	T ₁ dr ^{cor} -T ₁ sr ₁ (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	-	+	-	
Качанівське НГР													
брахіанти-кліналь	T ₁ sr ₁ (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	-	-	+	-	-/-
Глинсько-Розбишівське НГКР													
брахіанти-кліналь	T ₁ sr ₁ (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	+	-	-	-	-/-
Роменське НР													
субмоно-клінальні біляштокові блоки	K ₂ S	карбонатно-теригенний поровий, тріщинний	мергельна, глиниста	-	+	+	(?)	+	(?)	Н	+	-	гетеропаст когенне

Таблиця 3. Морфогенетичні типи виявлених і прогнозних покладів вуглеводнів мезозойського комплексу ДДЗ

Тип покладів	Приклад родовищ (виявлених промислових покладів) або перспективних площ* (прогнозних покладів) в ДДЗ
а) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках на наскрізних мезозойських антикліналях без підстеляючої пермської хомогенної покришки	Солохівське, Глинсько-Розбишівське, Краснопопівське
б) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках на наскрізних мезозойських антикліналях з підстеляючою галогенною покришкою та післягерцинською розривною тектонікою	Шебелинське, Більське
с) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках над соляними штоками в межах куполів з передмезозойським рівнем залягання кріптодіпіра	Руновщинське, Решетняківське, Бригадирівська*
д) Пластові, неповнопластові та жильні у диз'юнктивно екранованих пастках в біляштових блоках солянокупольних структур з передпалеогеновим і предчетвертинним рівнем залягання покрівлі діпіра	Роменське, Куличихинська*
е) Пластові та неповнопластові у диз'юнктивно, літологічно, стратиграфічно екранованих пастках на монокліналях і субмонокліналях	Абазівська*, Північно-Голубівська*, Сніжна*
ф) Пластові та неповнопластові у підрозмивних кільцевих стратиграфічно екранованих пастках на антикліналях (зі зденудованими у склепінних мезозойськими відкладами)	Волвенківська*, Олексіївська*

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ/ REFERENCES

1. Bilyk O. Kollektory peresazhskoy i shebelinskoy svit v svyazi s otsenkoy perspektiv neftegazonosnosti verkhney permi severo-zapadnoy chasti Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Materialy po geologii i neftegazonosnosti Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. L. 1964. 78-83.
2. Bilyk O., Sterlin B., Shumilina T. Raspredelenie moshchnostey neftegazonosnykh tolshch i pokryshek v verkhney permi, triase i yure Vostochnoy Ukrainy. Voprosy razvitiya gazovoy promyshlennosti Ukrainskoy SSR. M., 1966. 191-202.
3. Bilyk O., Sterlin B., Shumilina T. Fatsial'naya kharakteristika neftegazonosnykh tolshch i pokryshek verkhney permi, triase i yure Vostochnoy Ukrainy. Voprosy razvitiya gazovoy promyshlennosti Ukrainskoy SSR. M., 1968. 134-143.
4. Bilyk O., Sukhorskiy R. Osnovnye ekraniruyushchie gorizonty verkhnego etazha neftegazonosnosti Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Neftyanaya i gazovaya promyshlennost', № 3, 1968. 4-6.
5. Geologiya i neftegazonosnost' Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Stratigrafiya/ Ayzenverg D., Berchenko O., Brazhnikova N. i dr.- K, Nauk. dumka, 1988. 148.
6. Mukharinskaya I., Priyenko A., Rasprostranenie porod-kollektorov v produktivnykh tolshchakh triasa i yury Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Razvitie gazovoy promyshlennosti Ukrainskoy SSR. M., 1972. 165-171.
7. Shumilina T. K litologii i fizicheskim svoystvam produktivnogo triasa Vostochnoy Ukrainy. Voprosy razvitiya gazovoy promyshlennosti Ukrainskoy SSR. M., 1966. 166-171.
8. Shumilina T. Litologo-mineralogicheskie osobennosti mezozoyskikh ekraniruyushchikh tolshch Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Razvitie gazovoy promyshlennosti Ukrainskoy SSR. M., 1969. 113-116.
9. Sviatenko H. Shchodo typizatsii vyavlenykh i prohnosnykh pokladiv vuhlevodniv mezozoiskoho kompleksu Dniprovsko-Donetskoi zapadyny. Heolohiia horiuchykh kopalyn: dosiahnennia ta perspektyvy. Materialy 2-i mizhnarodnoi naukovo konferentsii, K., 6-8 veresnia 2017 r.- C. 178-183
10. Vysochanskyi I. Struktury – pastky nafty i hazu platformnykh rehioniv (na prykladi Dniprovsko-Donetskoi zapadyny) – dys. Doktora heol.-miner. nauk. Lviv, 1994. 60.
11. Vysochanskyi I. Naukovi zasady poshukiv nesklepinnykh pastok vuhlevodniv u Dniprovsko-Donbaskomu avlakoheni. Kh, 2015. 236.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Виділення природних резервуарів в мезозойському розрізі ДДЗ і визначення морфогенетичних типів виявлених і прогнозних вуглеводневих скупчень.

Методика. Детальне стратиграфічне і літологічне розчленування комплексу відкладів тріасового, юрського і крейдового віку, аналіз геологічної будови мезозойських родовищ і структур.

Результати. В мезозойському комплексі виділено 12 резервуарів – потенційних вмістищ нафти і газу, визначено 6 морфогенетичних типів пасток, покладів і родовищ.

Наукова новизна. Розроблена морфогенетична класифікація мезозойських покладів ВВ. В природній стратиграфо-літологічній послідовності колекторів і покришок виділена загальна система резервуарів.

Практична значимість. Морфогенетична класифікація покладів сприятиме успіху пошукових робіт. Запропонована єдина індексація регіонально продуктивних горизонтів мезозойської ератеми.

Ключові слова: *нафтогазоносність, структура, горизонт, колектор, поклад, пастка, пошуки.*

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Выявление природных резервуаров в мезозойском разрезе ДДВ и выделение морфогенетических типов выявленных и прогнозных углеводородных скоплений.

Методика. Детальнее стратиграфическое и литологическое расчленение комплекса отложений триасового, юрского и мелового возраста, анализ геологического строения мезозойских месторождений и структур.

Результаты. В мезозойском комплексе выделены 12 резервуаров – потенциальных вместилищ нефти и газа, выявлены 6 морфогенетических типов ловушек, залежей и месторождений.

Научная новизна. Разработана морфогенетическая классификация мезозойских залежей УВ. В естественной стратиграфо-литологической последовательности коллекторов и покрышек выделена общая система резервуаров.

Практическое значение. Морфогенетическая классификация залежей будет способствовать успеху поисковых работ. Предложена единая индексация регионально продуктивных горизонтов мезозойской эратемы.

Ключевые слова: *нефтегазоносность, структура, горизонт, коллектор, залежь, ловушка, поиски.*

ABOUT AUTHORS

Ilarion Vysochansky, Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), Full Professor of Geology Cathedra, V.N. Karazin Kharkov National University, Maidan Svobody 4, 61002, Kharkov, Ukraine.

Gennadiy Svyatenko, Senior Scientist, Department of Rock Research and Gas Supply Calculation, Ukrainian Scientific-Research Institute of Natural Gases. Gimnazijna nab. 20, 61010, Kharkov, Ukraine. E-mail henryfirst@ukr.net



UDC 622.7

FEATURES OF RARE - METAL ORE ENRICHMENT IN A CENTRIFUGAL FIELD

V. Biletsky^{1*}, K. Shpylovyi²

¹ National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine

² LLC "Azov-Mineraltehnika", Donske, Ukraine

*Corresponding author: e-mail ukcdb@i.ua, tel. +380(067) 717-80-68.

ОСОБЛИВОСТІ ЗБАГАЧЕННЯ РІДКІСНОМЕТАЛЕВОЇ РУДИ У ВІДЦЕНТРОВОМУ ПОЛІ

В.Білецький¹, К.Шпильовий²

¹ Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

² ТОВ "Азов-Мінеральна техніка", Донське, Україна

* Автори: електронна адреса ukcdb@i.ua, тел. +380 (067) 717-80-68.

ABSTRACT

Purpose. The target is to study in a centrifugal field the features of recovery of heavy minerals (pyrochlore, zircon) from rare-metal ore which contains minerals of intermediate density.

Methods. Laboratory and bench research.

Finding. The article is devoted to the problem of dressing of finely disseminated rare-metal ore in free-flow centrifugal concentrators. It is shown low efficiency of the dressing of the ores containing mineral of intermediate density in addition to the light and heavy minerals. To raise the contrast of separated mineral grains we proposed preliminary magnetic separation of minerals extraction intermediate density - aegerine, biotite, etc. before the separation of heavy and light minerals in the centrifugal field. But the complete absence of the intermediate density grains in the concentrating milling ore is also negative.

Originality. We investigated the patterns of the recovering heavy minerals from rare-metal ore of domestic deposits with different content intermediate mineral density in the centrifugal field. It is shown that for this type of ore the optimal intermediate density mineral content is 4,8-5,2%.

Practical implication. The study of the magnetic properties of the minerals helps to determine the technical parameters of the magnetic field, which is provided for the required content in the ore minerals of intermediate density.

Keywords: rare-metal ore, centrifugal concentration, magnetic separation, recovery

1. INTRODUCTION

The general trend of poor rare-metal raw materials processing and reducing the size of the disseminative components requires to solve the problem of the processing of finely disseminative ores and dump dressing products accumulated over a long period of dressing plants preparation.

Rare-metal ores are often poor and fine-disseminative. Traditional gravity dressing methods for such ores do not provide a sufficiently high metal recovery into concentrates. Thus, long-term research of the dressing of rare-metal ore of Mazurovskoe deposit, which is unique in Ukraine, carried out by different research organizations with the purpose to develop effective dressing technology have not lead to positive

results. The recovering of most valuable mineral - pyrochlore - at best did is not more than 35-40% [1-2].

These days at some foreign dressing plants for tantalum-niobium raw materials processing there is the usage of dressing devices of new generation - non-pressure centrifugal concentrators. In such devices different specific gravity acceleration is provided to the grains of minerals, as a result the minerals with a high specific weight are concentrated at the wall conical bowl, and lighter grains are pressed out. The last ones are falling into the tails spout of centrifugal concentrator.

The crushed finely disseminative ore and products of their dressing as well as sand of alluvial deposits that have not processed natural hydraulic classification are the most suitable material for the dressing of centrifugal machines. Such devices have proven themselves in the dressing of gold the specific weight of which is several

times more than the specific gravity of the rock. Differences in the density of mineral grains of valuable components and rock for rare-metal ores are less significant than the gold-containing ore. Given this into account it is appropriate for dressing of rare-metal ore to process a preliminary extraction of minerals of intermediate density - aegerine, biotite, goethite / ferrohydrite and others - using one of the known methods of dressing. Based on the general laws of gravity separation it would lead to an increase in the degree of contrast mineral grains separated.

The problem of the separation efficiency of mineral grains in the centrifugal field of gold –containing materials have been considered and largely solved [3-5]. It is known that the efficiency of extracting valuable components from ore particle size is determined by grain light and heavy minerals (their ratio), their density and content of heavy minerals. Heavy grains are removed in centrifugal concentrator with a higher efficiency than grains of smaller grain density [6].

In [7-9] studied the effect of rotational speed of the rotor hub, pulp density and water flow onto the recovery of fine gold.

Rare metal ores contain significant proportion of intermediate density heavy grains. In [10] observed that dressing of these materials is low efficiency. In [11-12] states that the complete absence of red beans beneficiation intermediate density is also unfavorable. So, for each type of ore beneficiating fine-grains rare-metals regime should be reasonable technological parameters of centrifugal concentrator.

The target is to study in a centrifugal field the features of recovery of heavy minerals (pyrochlore, zircon) from rare-metal ore which contains minerals of intermediate density.

2. MAIN PART

For the research the technological sample was prepared. The sample is the complex of niobium-zirconium ore of nepheline syenites from Mazurivskiy deposit, composed of some core samples taken from three specifically made the for this purpose wellings, crossed the first and the second ore deposits. Fragments of cores are composed of small- and medium-nepheline syenite, a small amount of fragments are composed of aegerine nepheline-pegmatites. Preparation of the sample before technological research consisted in crushing and grinding stages and flashy selection of the material for the chemical, mineralogical studies and experiments on dressing.

For doing research of material composition were used known methods for determining the chemical composition of the X-ray fluorescence and chemical analysis, optical microscopy study in heavy liquids fractionation (bromoform), quantitative mineralogical analyzes, magnetic and electromagnetic separation. Technological sample consisted mainly of nepheline, microcline and albite small amount, lepidomelane (biotite) and aegerine. For mineral composition the sample corresponds to nepheline syenite.

Table 1. The physical characteristics of the material

Mineral	Chemical composition	Specific gravity, g / sm ³	Specific magnetic susceptibility, m ³ / kg * 10 ⁻⁸
Pertyt / microcline	(Na, K)Si ₃ O ₈	2,55 – 2,65	Non-magnetic
Albite	Na,Al,Si ₃ O ₈	2,6	Non-magnetic
-Nepheline	Na,Al,SiO ₄	2,45 - 2,55	Non-magnetic
Sodalite		2,13-2,29	Non-magnetic
Kankrynit		2,3-2,5	Non-magnetic
Calcite		2,72	<u>0,4-0,6</u>
Egiry (pyroxene)	Na,Fe(SiO ₃) ₂	3,4-3,5	<u>3-11</u>
Lepidomelan (Fe- biotite)	K ₂ (Mg,Fe) ₂ (OH) ₂ Al,Si ₃ O ₁₀	3,1	4-12
Iron hydroxides (goethite / ferohidryt)	FeO,OH	3,8	<u>20-30</u>
Apatite		3,1-3,2	<u>0,1-0,4</u>
Fluorite		3,15	<u>0,10-0,36</u>
Zircon	ZrSiO ₄	4,6	<u>0,15</u>
Pyrochlore	Nb/Ta/Fe/Ca Complex	5,27	<u>0,6-0,7</u>
Magnetite		5,1	25-50
Ilmenite		4,6	30-120
Pyrite		5,1	0,5-1,0

Mineral composition of the technological sample (%):

light minerals (<2.9 g / cm³): nepheline - 18.5; microcline - 36.8; albite - 30.2; sodalite - 0.3; kankrynit - 0.6; carbonate - 1.33;

minerals of intermediate density (2,9-3,6 g / cm³): lepidomelane

(biotite) - 4.8; aegerine - 4.2; apatite - 0.1; fluorite - 0.1; goethite / ferohidryt - 2.2;

heavy minerals (> 3.6 g / cm³): zircon - 0.38; pyrochlore - 0.13; magnetite - 0.15; ilmenite - 0.11; sulphides (pyrite) - 0.10.

Some physical properties of the minerals of Mazurivskoe deposit are shown in the Table. 1.

The multiple mineralogical studies of the material show that during the grinding to -1 mm zircon can be sufficiently recovered and can be removed effectively by existing gravity separation methods. Pyrochlore, by contrast, opening only partially and mainly in the smaller size than 0,063 mm.

That is why for technological research on dressing the sample was crushed to -0.2 mm (Table. 2). But with such a small majority of grinding material (66.0%)

remained in classes larger than 0.063 mm. It is still almost 60% of the total number of Nb₂O₅ and 72% of ZrO₂. The content of Nb₂O₅ in these classes is at the level of its original content in the ore or little lower, and kept mainly as inclusions in the rock-forming minerals pyrochlore. The size yield smaller than 0,063 mm is 34%, including 11.98% of slime. They considerably enriched with Nb₂O₅ and they concentrated about 43% of the total amount. Zirconium oxide is evenly graded to all classes both when grinding to -1 mm, and to -0.2 mm. Unlike when pyrochlore zircon are sufficiently released in the class -1+0.5 mm.

The physical properties analysis of the minerals of the ore of Mazurivskoe deposit showed that the preliminary extraction of intermediate density minerals by magnetic separation is promising method.

Certainly the magnetic properties of minerals from different deposits are substantially different. From the preliminary studies [13] it is known that the pyrochlore of Mazurivskij deposit is characterized with magnetic properties due to thick black ore "shirt" on the surface of the grains.

Table 2. The content of components in class size of ground technological sample

Class size, mm	Yield, %	Content, %		Distribution, %	
		Nb ₂ O ₅	ZrO ₂	Nb ₂ O ₅	ZrO ₂
Grinding to –1,0 mm					
–1+0,5	39,56	0,10	0,55	35,74	33,73
–0,5+0,25	19,32	0,10	0,82	17,60	25,50
–0,25+0,125	14,53	0,11	0,82	13,99	18,42
–0,125+0,063	11,41	0,11	0,72	11,55	12,57
–0,063+0,032	6,15	0,13	0,64	7,22	6,06
–0,032	9,03	0,17	0,34	13,90	4,72
Base ore	100,00	0,11	0,65	100,00	100,00
Grinding to –0,2 mm					
+0,2	0,72	0,08	0,47	0,53	0,51
–0,2+0,125	30,81	0,10	0,70	27,01	35,03
–0,125+0,063	34,45	0,10	0,65	30,18	36,44
–0,063+0,032	15,55	0,13	0,70	17,75	17,52
–0,032	6,49	0,17	0,50	9,65	5,25
TOTAL: sand	88,02	0,117	0,71	85,12	94,75
Slime	11,98	0,15	0,27	14,88	5,25
Base ore	100,0	0,12	0,62	100,0	100,0

The determining factor for magnetic separation of rebellious ore of rare metals is release level of raw materials and components, which in turn depends on the size of crushing ore.

As we have shown in [14], the release of pyrochlore grains - the most valuable component of the ore - occurs mainly during the grinding of ore to 0,1-0,09 mm (60-70% of the class content of -0.074 mm). But while the

significant amount of slime, efficient recovery of valuable components of which is impossible.

That is why magnetic separation of such raw materials is proposed to be start not from the specified optimal size, and that which is already characterized by a sufficient number of pyrochlore grains released.

Thus, the raw material for the magnetic separation was a highly classified material from the particle size

from 0 to 0.2 mm, which has about 60% released pyrochlore grains. Identifying the initial and final size of magnetic separation was carried out on the recommendations [15].

Most of rare-metals ores refers to low magnetic. The mineral composition of the ore of Mazurivskiy deposit is complex mineral raw. It found about 20 minerals, which necessitates obtaining a wide range of products. It is possible to get concentrates of main components: niobium and tantalum (pirochloroviy), zirconium and hafnium (Zirconium) from the ore. In addition, it is

advisable to obtain concentrates (products) with the associated minerals - feldspar, magnetite, ilmenite, ehirynovoho, biotite, and others.

In this regard, was done the detailed study of magnetic properties of all minerals that make up the rebellious rare-metal ore. The research was conducted in the laboratory of NSU on Faraday installation (limit of detection of the magnetic susceptibility of 10-12 m³ / kg). The monomineral fractions of ore components obtained by classification in heavy solutions were served as the material for the study.

Table 3. The results of magnetic fractionation of original ore –0.2 mm, deslimed in class –0.032 mm

Product	Outcome, %	Content of minerals of intermediate density, %			Content of heavy minerals, %		
		aegerine	biotite	goethite	pyrochlore	zircon	magnetite, ilmenite
Magnetic fraction 1 H=3,0 кЕ	1,45	-	-	-	-	-	27,58
Non-magnetic fraction 1	98,55	4,26	4,87	2,23	0,132	0,36	-
Magnetic fraction 2 H=4,5 кЕ	4,92	23,57	19,72	35,16	-	-	-
Non-magnetic fraction 2	95,08	3,1	3,9	0,5	0,138	0,377	-
Magnetic fraction 3 H=6,0 кЕ	12,56	21,97	22,85	16,16	-	-	-
Non-magnetic fraction 3	87,44	1,5	2,0	0,2	0,150	0,41	-
Magnetic fraction 4 H=7,5 кЕ	25,18	16,12	18,55	8,64	-	-	-
Non-magnetic fraction 4	74,82	0,2	0,2	-	0,176	0,48	-
Magnetic fraction 5 H=9,0 кЕ	27,8	15,32	17,52	-	0,023	-	-
Non-magnetic fraction 5 H=9,0 кЕ	72,2	-	-	-	0,174	0,50	-
Original ore –0,2 мм	100,0	4,2	4,8	2,2	0,13	0,38	0,4

The ranges of the values of variations of the ore minerals magnetic susceptibility are higher in the table. 2. As you can see, intermediate density minerals such as aegerine, biotite, goethite – which content in the ore is high enough - have a significant magnetic susceptibility and belong to the class of weakly magnetic materials. In the relevant industrial magnetic field separator they can be removed from the ore.

Other intermediate density minerals - apatite and fluorite - is nonmagnetic. But their content in the ore is quite small, and therefore a large effect on the separation of the minerals in the centrifugal field will be shown.

Heavy minerals - magnetite and ilmenite - have high magnetic susceptibility and can be removed in the magnetic fraction. Their content in the ore is also low; these minerals before extraction separation in the

centrifugal field not affect substantially to the results of the separation of heavy and light minerals.

Magnetic fractionation of the products was conducted in magnetic separation with increasing magnetic field to obtain magnetic and non-magnetic fractions, which were subjected to X-ray fluorescence analysis.

The experiments were performed on a dry roller separator SE-138 with the lower feed material and a maximum value of the magnetic field of 16.4 kE. Preliminary the original ore was crushed to -0.2 mm and deslimed in -0.032 mm class when subjected to

magnetic separation in magnetic field of 3.0 kE to extract magnetite and ilmenite.

From the non-magnetic product at magnetic field of 4.5 kE, 6.0 kE, 7.5 kE and 9.0 kE four sample material (non-magnetic fraction) were obtained, which then were investigated for dressing in the centrifugal field.

The results of magnetic fractionation ore output are in Table. 3.

Fig. 1 shows the dependence of content of intermediate density minerals in nonmagnetic fraction from the value of the magnetic field.

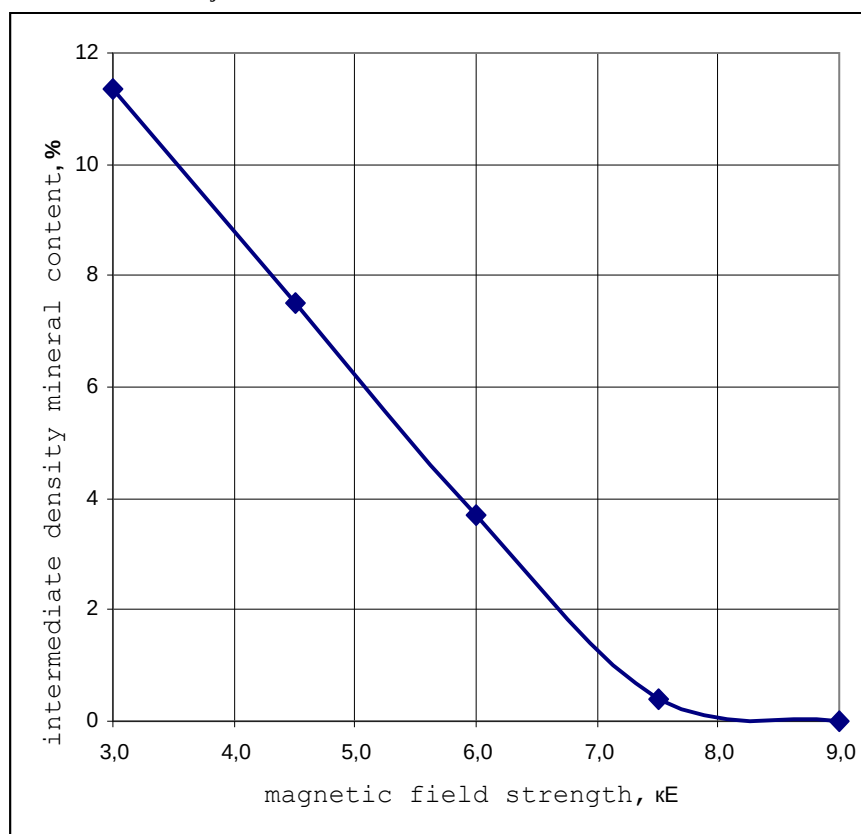


Fig. 1. Characteristic curve of intermediate density mineral content in the nonmagnetic fraction (aegirine, biotite, goethite) and the magnitude of the magnetic field

Established that the pyrochlore goes to the magnetic fraction when the magnetic field is 8,0 ÷ 8,5 kE.

For the research of the ore was used a centrifugal concentrator KNELSON KC-MD3, which provides the same efficiency dressing in a laboratory as more productive machines in industrial conditions. Productivity separator for solid - 45 kg / hr., by liquid - up to 660 l / h. Pulp density power - up to 25% of solid. Water consumption for washing - 660 ÷ 900 l / h.

The material in the form of slurry from the mixer is fed through a central tube to the inner cone (bowl) with a diameter of 3 inches.

Thus the vertical (from top to bottom) pulp flows are created using water supplied through the holes in the cone.

The heavy fraction accumulates due to centrifugal force in the grooves of the cone and periodically while stopping device, unloaded by removing the cone and its washing.

The light fraction is discharged through the upper edge of the bowl into the draining. Water pressure is supported to bestable within 276 - 690 kPa.

The frequency of the rotor is supported to be stable - 1460 rev / min.

The adjustment of dressing modes is carried out by changes in water pressure, which is going into the bowl.

The water pressure for each sample was chosen experimentally.

We studied four samples of the material with different content of minerals of intermediate density that were obtained by magnetic separation of the sample of original ore.

Each sample (about 20 kg) was passed through the concentrator of Nelson getting heavy and light fractions. After drying and weighing out the release dressing products was determined.

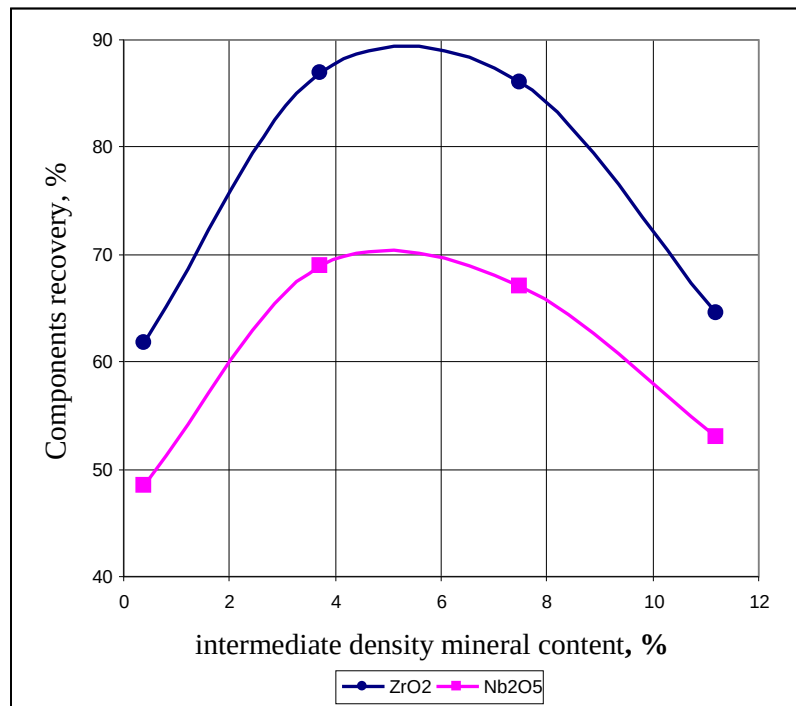


Fig. 2. Characteristic curve of Nb_2O_5 and ZrO_2 recovery level and heavy fraction of intermediate density mineral content in the ore

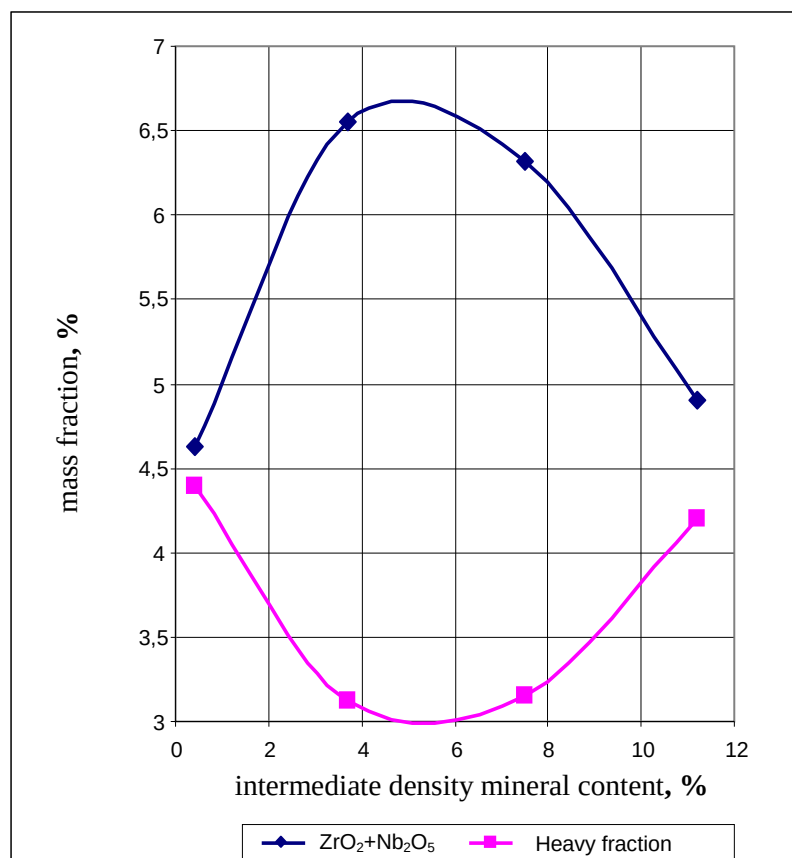


Fig. 3. Characteristic curve of the mass content of zirconium and niobium oxides and outcome of heavy fraction (pyrochlore + zircon) and the intermediate density mineral content in the ore

From each product was selected the sample of 50-100 g for chemical and mineralogical analyzes. We determined the content of pyrochlore, zircon, and Nb_2O_5 and ZrO_2 . Evaluation of the dressing of the ore samples carried out in the concentrator of Nelson was done according to the chemical and mineralogical analyzes.

Fig. 2 shows the characteristic curve of the extraction level of Nb_2O_5 and ZrO_2 in heavy fraction; Fig. 3 - mass fraction of $ZrO_2 + Nb_2O_5$ in heavy fraction and heavy fraction release (zircon + pyrochlore) depending on the content of intermediate density minerals in the ore.

3. CONCLUSIONS

The most appropriate indicators of the dressing of the ore of Mazurivskiy deposit in free-flow centrifugal concentrator (withdrawal Nb_2O_5 and ZrO_2 , mass fraction ($\text{ZrO}_2 + \text{Nb}_2\text{O}_5$, achieved when the content of intermediate density minerals (biotite, aegerine, goethite) in the ore is at 4,8-5,2 %.

The content of intermediate density minerals (biotite, aegerine, goethite) at 4,8-5,2% is provided by the preliminary magnetic separation of ore, grinded to a particle size less than 0,2 mm, in the magnetic field 5,4-5,5 кЕ.

The magnetic fractionation of finely disseminative ore is a promising technological operation, which improves the efficiency of recovery of heavy minerals - pyrochlore and zirconium - in centrifugal field.

LITERATURE:

1. Zubkov L.B., Prozorova M.V., Akoeva E.K. i dr. Otsenka mineralno-tehnologicheskikh perspektiv kompleksnoy pererabotki niobiy-tsirkonievyykh rud Oktyabrskogo mestorozhdeniya: Otchet o NIR / Giredmet. – M., 1984. – 124 s.
2. Tihonov S.A. i dr. Izuchenie veschestvennogo sostava i tehnologicheskikh osobennostey 25 maloob'emnykh prob rud Mazurovskogo mestorozhdeniya: Otchet o NIR po teme 59/80-8 / IMR. – Simferopol, 1985. – 125 s.
3. Fedotov K. V., Romanchenko A. A. Mehanizm separatsii zolotosoderzhashego mineralnogo syr'ya v beznapornom separatore // Mineralnye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – Irkutsk, 2003. – # 9. – S. 80-85.
4. Orlov Yu. A., Afonashenko S. I., Lazaridi A. N. Ratsionalnoe ispolzovanie tsentrobezhnykh kontsentratorov pri obogaschenii zolotorudnogo syr'ya // Gornyy zhurnal. – M., 1997. – # 11. – S. 44-47.
5. Huang, L. Upgrading of Gold Gravity Concentrates a Study of the Knelson Concentrator. Ph.D Thesis / L. Huang. – Mc Gill University, 1999. – Pp. 319.

6. Koppalkar, S. Effect of Operating Variables in Knelson Concentrators: A Pilot-Scale Study. Ph.D Thesis / S. Koppalkar. – Mc Gill University, 2009. – Pp. 147.
7. Zayarnyy A. A. Povyishenie effektivnosti obogascheniya trudnoobogatimyykh tantal-niobievyykh rud na osnove tsentrobezhnoy separatsii (na rudakh mestorozhdeniya «Lipovyy Log»): Diss. ...kand. tehn. nauk: 25.00.13 / ChGU. – Chita, 2004. – 160 s.: illyustr., tabl.
8. Bogdanovich A. V. Razdelenie mineralnykh chastits v tsentrobezhnykh polyakh – obogatitelnye tehnologii budushchego // Gornyy zhurnal. – M., 1997. – # 4. – S. 24-26.
9. Faley E. A. Issledovanie zakonornostey i razrabotka tehnikeskikh resheniy turbulizatsionnoy tsentrobezhnoy separatsii mineralnogo syr'ya: Diss. ... kand. tehn. nauk: 25.00.13 / Uralskiy GGU. – Ekaterinburg, 2014. – 175 s.: illyustr., tabl. 10.
10. Romanchenko A.A. Modelirovanie protsessa tsentrobezhnoy separatsii zolotosoderzhashego syr'ya: avtoref. dis. ... kand. tehn. nauk: 25.00.13 / IGU. – Irkutsk, 2009. – 22 s.
11. Shohin V. N., Lopatin A. G. Gravitatsionnyye metody obogascheniya. – M.: Nedra, 1993. – 350 s.
12. Fedotov K.V., Tyutyunin V.V. Obogaschenie v tsentrobezhnykh kontsentratorakh: monografiya. – Irkutsk.: Izd-vo Irkut. gos. tehn. un-ta, 2008. – 115 s.
13. Shapovalov G.M., Byikov Yu.A. i dr. Izuchenie veschestvennogo sostava i razrabotka shemy obogascheniya pirokloro-tsirkonovykh rud Oktyabrskogo mestorozhdeniya: Otchet o NIR po teme / IMR. – Simferopol, 1968. – 155 s.
14. Shpilevoy K.L., Shpilevoy L.V. Povyishenie izvlecheniya piroklorazha s chet sovershenstvovaniya rudopodgotovki // 1H Kongress obogatiteley stran SNG. 26-28 fevralya 2013 g. Sb. materialov v 2-h tomah. T. 11. – M.: MISiS, 2013. – S. 679-681.
15. Petrov I. M. Povyishenie effektivnosti pererabotki i izvlekaemoy tsennosti redkometallnykh rud na osnove optimizatsii parametrov i glubiny obogascheniya mineralnykh komponentov: Diss. ... d-ra tehn. nauk: 25.05.13 / MGGU. – M., 2002. – 390 s.: illyustr., tabl.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Метою роботи є вивчення особливостей збагачення у відцентровому полі рідкіснометалевої руди, що містить важкі мінерали (пірохлор, циркон), та мінерали проміжної густини (егірин, біотит).

Методи. Лабораторні та стендові дослідження.

Результати. Статтю присвячено проблемі збагачення дрібнодисперсної рідкіснометалевої руди у відцентрових концентраторах. Показана низька ефективність збагачення руд з високим вмістом мінералів проміжної щільності. Для підвищення контрасту мінеральних зерен, що розділяються, нами запропоновано до розділення важких і легких мінералів у відцентровому полі, проводити попереднє вилучення магнітною сепарацією слабомігнітних мінералів проміжної щільності - егірину, біотиту і т.д. Але повна відсутність зерен проміжної щільності в збагачувальній руді також негативно позначається на результатах збагачення.

Наукова новизна. Встановлені закономірності вилучення у відцентровому полі важких мінералів з рідкіснометалевої руди вітчизняного родовища з високим вмістом мінералів проміжної щільності. Показано, що для цього типу руди оптимальний вміст мінеральних речовин проміжної щільності становить 4,8-5,2 %.

Практичне значення. Вивчення магнітних властивостей мінералів допомагає визначити технічні параметри магнітного поля, за яких забезпечується оптимальний вміст в руді мінералів проміжної щільності, при якому досягається максимальне вилучення важких мінералів.

Ключові слова: рідкіснометалева руда, відцентрова концентрація, магнітне поле, розділення.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Целью является изучение особенностей обогащения в центробежном поле редкометаллической руды, содержащей тяжелые минералы (пироксеноиды, циркон), а также минералы промежуточной плотности (эгерин, биотит).

Методы. Лабораторные и стендовые исследования.

Результаты. Статья посвящена проблеме обогащения мелкодисперсной редкометаллической руды в центробежных концентраторах свободного истечения. Показана низкая эффективность обогащения руд, содержащих минералы промежуточной плотности. Для повышения контраста разделяемых минеральных зерен мы предложили до разделения тяжелых и легких минералов в центробежном поле, проводить предварительное выделение в магнитном поле слабомагнитных минералов промежуточной плотности – эгерина, биотита и т.д. Но полное отсутствие зерен промежуточной плотности в обогащаемой руде также отрицательно отражается на результатах обогащения.

Научная новизна. Установлены закономерности извлечения в центробежном поле тяжелых минералов из редкометаллической руды отечественного месторождения с высоким содержанием минералов промежуточной плотности. Показано, что для этого типа руды оптимальное содержание минеральных веществ промежуточной плотности составляет 4,8-5,2%.

Практическое значение. Изучение магнитных свойств минералов помогает определить технические параметры магнитного поля, обеспечивающие оптимальное содержание в руде минералов промежуточной плотности, при котором достигается максимальное извлечение тяжелых минералов.

Ключевые слова: *редкоземельная руда, центробежная концентрация, магнитное поле, разделение.*

ABOUT AUTHORS

Biletsky Volodymyr , Doctor of Sciences., Full Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", member of the Mining Academy of Ukraine and the Academy of Economic Sciences of Ukraine.

Shpylovyj Kostjantyn, engineer, LLC "Azov-Mineraltehnika".



УДК 622.245.42

СУЧАСНІ ТАМПОНАЖНІ МАТЕРІАЛИ

В. М. Орловський^{1*}, А. М. Похилко², В. В. Крицький³.

¹Полтавський інститут бізнесу Міжнародного науково-технічного університету імені академіка Ю. Бугая;

²Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка;

³Полтавський коледж нафти і газу.

*Відповідальний автор: e-mail: svaroh13@ukr.net

MODERN BOREHOLE CEMENTS

V. M. Orlovskyy^{1*}, A. M. Pokhylko², V.V. Krycky³.

¹Poltava Institute of Business of the International Scientific and Technical University named after academician Y. Bugay;

²Poltava National Technical University, Poltava, Ukraine;

³Poltava College Oil and Gas, Poltava, Ukraine.

*Corresponding autor: svaroh13@ukr.net.

ABSTRACT

Objective. Consideration and analysis of recent publications and studies in the field of providing the necessary assortment of tampon materials of the oil and gas industry of Ukraine, intended for use in exploration areas and oil and gas deposits in complex and diverse mining and geological conditions.

Methodology. In carrying out researches, modern normative and technical literature, as well as development of new tampon materials and compositions and the results of their implementation in the oil and gas complex of Ukraine was used.

Results The analysis of tampon materials manufactured by the Ukrainian industry and new, developed compositions is intended for application in a wide range of mining and geological conditions of geological prospecting areas and oil and gas deposits of the oil and gas complex of Ukraine.

Scientific novelty. The scientific value of this work is that the selection of optimal recipes of new tampon materials of different groups has been carried out for special properties and features intended for use in complex mining and geological conditions.

Practical significance. The results of the work are practical application in the cementation of oil and gas wells in complex mining-geological conditions of geological prospecting areas and industrial deposits of hydrocarbon raw materials of Ukraine.

Keywords: well portland cement, cementing of wells, light cement, weighted cement, corrosion resistance, relative volumetric expansion, strength of cement stone, adhesion.

1. ВСТУП

Постановка проблеми. При бурінні свердловин на геологорозвідувальних площах і родовищах нафти і природного газу в Україні зустрічаються різноманітні гірничо-геологічні умови: аномально низькі й високі пластові тиски, широкий діапазон температур, висока полімінеральна агресія пластових вод і т.п. Тому для цементування свердловин потрібні тампонажні матеріали, з різними технологічними властивостями. Проте досвід бурових підприємств свідчить, що на сьогодні існуючий асортимент тампонажних матеріалів, які виготовляються промисловістю України, недостатній для якісного цементування нафтових і газових

свердловин. Особливо це важливо для родовищ з аномально низьким пластовим тиском, з низькими градієнтами тиску гідророзриву пласта. У багатьох випадках на таких родовищах недопідняття тампонажного розчину до проектної висоти, неякісна ізоляція пластів, негерметичність затрубного простору призводять до високовартісних і складних ремонтних робіт або ліквідації свердловин. Тому проводяться наукові дослідження в напрямку розробки нових тампонажних матеріалів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Тампонажні цемент, які використовуються при кріплення нафтових і газових свердловин за

особливими властивостями і ознаками поділяються на окремі групи.

За температурою застосування тампонажні цементи поділяються наступним чином:

- для низьких температур ($< 15^{\circ}\text{C}$);
- для нормальних температур ($15 - 50^{\circ}\text{C}$);
- для помірних температур ($51 - 100^{\circ}\text{C}$);
- для підвищених температур ($101 - 150^{\circ}\text{C}$);
- для високих температур ($151 - 250^{\circ}\text{C}$);
- для надвисоких температур ($> 250^{\circ}\text{C}$);
- для циклічно-змінних температур.

За густиною одержуваного тампонажного розчину цементи поділяють на:

- легкі (густина $< 1400 \text{ кг/м}^3$);
- полегшені (густина $1400 - 1650 \text{ кг/м}^3$);
- нормальні (густина $1651 - 1950 \text{ кг/м}^3$);
- поважчені (густина $1951 - 2300 \text{ кг/м}^3$);
- важкі (густина $> 2300 \text{ кг/м}^3$).

За стійкістю до агресивної дії на тампонажний камінь пластового середовища:

- стійкі до сульфатних середовищ;
- стійкі до кислих (вуглекисле, сірководневе) середовищ;
- стійкі до магнезійних середовищ;

За величиною власних об'ємних деформацій при твердінні:

- без особливих вимог;
- безумовні (величина лінійної деформації розширення після 3-х діб твердіння до $0,1\%$);
- цемент, що розширюється (величина лінійної деформації розширення після 2-х діб твердіння більше $0,1\%$) [1].

Для цементування нафтових і газових свердловин в Україні використовують в основному тампонажні портландцементи ПЦТІ-50, ПЦТІ-100 Здолбунівського цементного заводу ВАТ «Волинь-Цемент» та ПрАТ «Івано-Франківськцемент» з нормальною густиною цементного розчину, призначені для застосування в умовах нормальних (ПЦТІ-50) та помірних температур [1], а також будівельний портландцемент марки 500.

В умовах підвищених і високих температур використовуються спеццементи ШПЦС-120 і ШПЦС-200 та УШПЦ-120 і УШПЦ-200 виробництва Костянтинівського ВАТ «Обважнювач».

В 70-х роках минулого сторіччя в СРСР були розроблені полегшені тампонажні цементи ОЦГ – на основі суміші шлаку, портландцементного клінкеру і трепелу при співвідношенні компонентів 1:1 (за масою) та ОШЦ – на основі суміші шлаку і глини (наприклад бентоніту). Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОЦГ – $1450 \div 1600 \text{ кг/м}^3$, водосумішеве відношення (В/С) = $0,7 \div 1,1$, допустимі температури використання $40 \div 150^{\circ}\text{C}$. Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОШЦ – $1450 \div 1550 \text{ кг/м}^3$, В/С = $0,85 \div 0,95$, рекомендована температура використання для ОШЦ-120 – $80 \div 160^{\circ}\text{C}$, для ОШЦ-200 – $160 \div 220^{\circ}\text{C}$ [2, 3]. Цементи ОЦГ і ОШЦ вироблялись в Україні Костянтинівським ВАТ „Завод обважнювачів”.

На даний час Костянтинівським ВАТ «Обважнювач» виготовляється лише полегшений спеццемент ЦТО 1,5-100 з нижньою границею

густини цементного розчину 1500 кг/м^3 , який призначений для помірних температур. Кам'янець-Подільським ВАТ «Подільський цемент» виготовляється полегшений цемент ПЦТІІ-Пол5-100 з нижньою границею густини 1450 кг/м^3 , призначений для температур вищих 50°C [1]. Проте сьогодні на більшості нафтогазових родовищ України існують умови, які потребують застосування полегшених і легких тампонажних розчинів з різним діапазоном густин та з різними іншими технологічними властивостями.

Також Костянтинівським ВАТ «Обважнювач» виготовляються прості поважчені спеццементи ЦТУ 1-100 і ЦТУ 2-100 та більш важкі шлакові цементи УШПЦ-120 і УШПЦ-200 з густиною цементного розчину $2060 - 2300 \text{ кг/м}^3$ [1].

Постановка задачі. Задача досліджень полягає в проведенні оглядового аналізу асортименту розроблених і виготовляємих промисловістю України тампонажних матеріалів за їх групами, що призначені для застосування при будівництві нафтових і газових свердловин в різноманітних гірничо-геологічних умовах геологорозвідувальних площ і нафтогазових родовищ.

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

1. З метою розширення асортименту й підвищення якості тампонажних матеріалів, колективом дослідників на базі Полтавського відділення УкрДГРІ запропоновано використання в якості тампонажних цементів портландцементів загальнобудівельного призначення (ПЦЗБП), зокрема, портландцементу ПЦІ-500-Н і шлакопортландцементу ШПЦ Ш/А-400 [4].

В результаті досліджень технологічних властивостей ПЦЗБП, а також їх сумішей із кислою золою-виносу теплових електростанцій (ТЕС) (таблиця 1) установлені наступні закономірності:

– за своїми технологічними властивостями цемент ПЦІ-500-Н і ШПЦ Ш/А-400 відповідають вимогам ДСТУ Б В.2.7-88-99 [5] що до тампонажних цементів нормальної густини для помірних температур;

– на основі сумішей ПЦЗБП з кислою золою-виносу, наприклад Курахівської ДРЕС, можна одержати поліпшені тампонажні композиції з високими експлуатаційними властивостями;

– одержаний камінь на основі ПЦЗБП та їх сумішей з кислою золою-виносу ТЕС має високу стійкість в умовах сульфатної і магнезійної агресії (особливо рецептури, які містять шлакопортландцемент);

– тампонажні матеріали на основі ПЦЗБП (ПЦІ-500Н і ШПЦ Ш/А-400) за рядом показників, включаючи корозійну стійкість, переважають аналоги на основі ПЦТІ-100 виробництва Здолбунівського і Подільського заводів.

З таблиці 1 бачимо, що тампонажні розчини на основі сумішей ПЦЗБП з золою-виносу ТЕС за густиною відносяться до полегшених матеріалів.

Таблиця 1. Технологічні властивості тампонажних сумішей ПЦЗБП і золи-виносу Курахівської ДРЕС (ЗК)

Технологічні властивості	Термін зберігання	Склад суміші, мас. частка %					
		ПЦІ-500-Н : ЗК			ШПЦ Ш/А-400 : ЗК		
		60 : 40	50 : 50	40 : 60	60 : 40	50 : 50	40 : 60
В/С		0,55	0,56	0,56	0,58	0,58	0,58
Густина, кг/м ³		1650	1630	1610	1630	1610	1580
Рухливість, м		0,20	0,19	0,19	0,20	0,19	0,19
Водовідділення, %		4,0	3,5	3,5	3,0	2,5	2,0
Міцність при стисненні, МПа (умови тужавіння: t = 75 °С, Р = 0,1 МПа)	1 доба	4,3	3,5	–	4,5	2,8	–
	2 доби	8,2	7,7	–	7,7	4,5	–
	14 діб	9,9	9,5	–	8,8	8,4	–
Міцність при стисненні, МПа (умови тужавіння: t = 100 °С, Р = 40,0 МПа)	1 доба	6,9	6,0	4,1	6,0	4,5	–
	2 доби	9,3	9,1	7,5	8,2	7,4	–
	14 діб	4,2	18,6	18,0	12,2	14,0	–
Міцність при стисненні, МПа (умови тужавіння: t = 120 °С, Р = 60,0 МПа)	1 доба	10,5	8,5	8,2	8,9	6,8	4,4
	2 доби	14,6	12,9	9,3	11,0	7,5	6,9
	14 діб	13,0	22,9	20,1	10,5	16,9	14,8
Газопроникність, мкм ² ·10 ⁻³ (умови тужавіння: t = 75 °С, Р = 0,1 МПа)	1 доба	1,50	2,95	–	2,15	3,40	–
	2 доби	0,90	1,35	–	1,40	1,05	–
	14 діб	0,41	0,60	–	0,35	0,38	–
Газопроникність, мкм ² ·10 ⁻³ (умови тужавіння: t = 100 °С, Р = 40 МПа)	1 доба	1,05	1,80	–	2,15	3,40	–
	2 доби	0,75	2,00	–	1,40	2,05	–
	14 діб	0,25	0,008	–	0,35	0,30	–
Газопроникність, мкм ² ·10 ⁻³ (умови тужавіння: t = 120 °С, Р = 60 МПа)	1 доба	0,70	0,58	0,85	0,92	1,01	2,30
	2 доби	0,52	0,30	0,15	0,60	0,32	0,90
	14 діб	0,15	0,04	0,02	0,18	0,08	0,20

Терміни тужавіння тампонажних розчинів на основі ПЦЗБП та їх сумішей із золою-виносу ТЕС регулюються за допомогою стандартних сповільнювачів (НТФК, декстрин, тощо).

Рекомендований температурний інтервал застосування для рецептур із вмістом золи до 40 % за масою – від 40 до 100 °С, рецептури, в яких вміст золи 50 % і більше слід застосовувати при температурах до 150 °С.

2. Для забезпечення геологічної галузі України якісними термостійкими тампонажними цементами та покриття дефіцитності в цих матеріалах в Полтавському відділенні УкрДГРІ розроблено безклінкерні тампонажні композиції автоклавного твердіння на основі сумішей висококальцієвої золи-виносу ТЕС Прибалтійських сланців і кислої золи-виносу від згорання кам'яного вугілля на ТЕС України [6]. Температурний діапазон застосування різних рецептур на основі таких композицій 50 – 180 °С. Зольні матеріали мають високі технологічні характеристики, в тому числі високу корозійну стійкість в умовах знелужнення та магnezіальної корозії. Крім того за величиною власних об'ємних деформацій при твердінні ці матеріали відносяться до цементів, що розширюються при твердінні. Залежно від співвідношення компонентів у сумішах і водосумішевого відношення (В/С) на основі зольних композицій можна одержати нормальні і полегшені тампонажні розчини густиною 1500 – 1790 кг/м³.

3. Часто при будівництві свердловин існує потреба в тампонажних матеріалах, що розширюються при тужавінні для якісного розрізнення та ізоляції високонапірних пластів, але

такі матеріали промисловістю України в заводських умовах не виготовляються. Для вирішення цієї проблеми в Полтавському відділенні УкрДГРІ велись роботи і в цьому напрямку. Їх результатом є розроблення ряду тампонажних композицій власні деформації розширення яких при твердінні перевищують 0,1 %. Крім згаданих вище зольних сумішей, сюди відносяться магnezіальні тампонажні матеріали на основі суміші доломітової муки напівобпаленої (ДМН) – пиловидного відходу виробництва металургійного доломіту і кислої золи-виносу ТЕС [7, 8].

Ще однією розробкою в цьому напрямку є розширювальний тампонажний матеріал на основі стандартного портландцементу ПЦПІ-100 і доломітової муки напівобпаленої [6, 9].

Найбільш перспективною, розробкою є тампонажний матеріал, який розширюється при твердінні, що включає мінеральне в'язуче, наприклад тампонажний цемент, і розширювальну мінеральну домішку, як яку використано мелену доломітову муку обпалену (ДМО) при співвідношенні компонентів в масових частках %: мінеральне в'язуче 80 – 95, мелена доломітова мука обпалена 5 – 20 (таблиці 2, 3) [9, 10, 11]. Доломітова мука обпалена є побічним продуктом виробництва металургійного доломіту і виробляється на доломітових комбінатах згідно ТУ У 14.1 – 00191856 – 006 – 2004. Вона являє собою пиловидний продукт із включенням більш крупних часток максимальним розміром до 3 мм. Тому для безпосереднього використання ДМО потребує попереднього помолу в шарових млинах. Мелена доломітова мука обпалена (ДМО) являє собою порошкоподібний матеріал

світло-сірого кольору з густиною $3100 - 3300 \text{ кг/м}^3$ і питомою поверхнею $270 - 380 \text{ м}^2/\text{кг}$, залежно від фракційного складу. Її хімічний склад в масових частках %: $\text{CaO} - 50 - 60$; $\text{MgO} - 28 - 30$; $\text{SiO}_2 - 6 - 8$; R_2O_3 (полуторні окисли алюмінію і заліза) – не більше $5 - 9$; втрати маси при прокалюванні (в.м.п.п.)

– $2,5$; вологість – не більше $0,2$. Гранулометричний склад за ситовим аналізом %: залишок на ситі $0,20 \text{ мм} - 38,5$; $0,14 \text{ мм} - 42,3$; $0,08 \text{ мм} - 16,4$; менше $0,08 \text{ мм} - 2,8$. Ця розробка одержала широке застосування на початку 2000-их років в бурових підприємствах Бурового управління «Укрбургаз».

Таблиця 2. Відносне розширення і міцність тампонажного каменю з домішкою ДМО

Склад суміші, мас. част., %			В/С	Відносне об'ємне розширення, %			Міцність при стисненні, МПа, через 1 добу		
ПЦТІ-100	ШПЦС-120	ДМО		$t = 75^\circ\text{C}$ $P = 0,1 \text{ МПа}$	$t = 100^\circ\text{C}$ $P = 40 \text{ МПа}$	$t = 140^\circ\text{C}$ $P = 60 \text{ МПа}$	$t = 75^\circ\text{C}$	$t = 100^\circ\text{C}$	$t = 150^\circ\text{C}$
100	–	–	0,50	–	–	–	11,4	20,0	–
95	–	5	0,50	1,5	1,9	–	9,9	17,2	–
90	–	10	0,50	3,7	4,6	–	8,6	14,7	–
80	–	20	0,50	5,1	6,3	–	5,7	9,4	–
–	100	–	0,47	–	–	–	–	12,5	20,8
–	95	5	0,47	1,3	1,7	1,9	–	11,5	18,3
–	90	10	0,47	3,1	4,0	4,4	–	10,4	15,7
–	80	20	0,47	4,2	5,3	5,5	–	6,9	7,9

Таблиця 3. Адгезія і газопроникність тампонажного каменю з домішкою ДМО

Склад суміші, мас. част., %			В/С	Адгезія, МПа, через 1 добу			Газопроникність, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, через 1 добу		
ПЦТІ-100	ШПЦС-120	ДМО		$t = 75^\circ\text{C}$ $P = 0,1 \text{ МПа}$	$t = 100^\circ\text{C}$ $P = 40 \text{ МПа}$	$t = 140^\circ\text{C}$ $P = 60 \text{ МПа}$	$t = 75^\circ\text{C}$ $P = 0,1 \text{ МПа}$	$t = 100^\circ\text{C}$ $P = 40 \text{ МПа}$	$t = 150^\circ\text{C}$ $P = 60 \text{ МПа}$
100	–	–	0,50	2,77	2,91	–	1,00	0,90	–
95	–	5	0,50	3,44	3,76	–	0,95	0,86	–
90	–	10	0,50	4,10	4,60	–	0,90	0,82	–
80	–	20	0,50	5,00	5,50	–	0,85	0,79	–
–	100	–	0,47	–	1,40	1,90	–	1,50	1,11
–	95	5	0,47	–	2,15	2,60	–	1,24	1,01
–	90	10	0,47	–	2,90	3,30	–	0,97	0,91
–	80	20	0,47	–	3,80	4,20	–	0,89	0,94

4. Серед розробок Полтавського відділення УкрДГРІ можна відзначити ряд тампонажних матеріалів і композицій з пониженою густиною цементного розчину. Потреба в цих матеріалах була продиктована геологічними об'єднаннями України у зв'язку з обмеженою нижньою границею густин тампонажних розчинів, недостатньою якістю та дефіцитністю цих матеріалів заводського виготовлення в Україні.

Першою розробкою в цьому напрямку були полегшені цементно-глинисті тампонажні суміші (ЦГС) з добавкою $3 - 30\%$ бентонітового порошку як полегшувальної домішки [7]. За рахунок високого водосумішевого відношення (до $1,8$) можливе доведення густин цементно-глинистих сумішей до $1300 - 1350 \text{ кг/м}^3$, але через невелику міцність, низьку термо- (до 75°C) і корозійну стійкість та складність приготування (як правило, портландцемент замішують на раніше приготовленому глинистому розчині) в останні роки

використання ЦГС практично припинилось.

Подальшими розробками в напрямку пониження густин тампонажних розчинів були полегшені і легкі тампонажні розчини з добавками $5 - 13\%$ фільтроперліту як полегшувальної домішки [8, 12]. Густина таких сумішей знаходилась в межах $1350 - 1550 \text{ кг/м}^3$. Недоліком сумішей є невисокі фізико-механічні показники цементного каменю (при густині нижче 1470 кг/м^3 його міцність не відповідає існуючим вимогам) та обмежений температурний інтервал використання ($50 - 100^\circ\text{C}$).

Полегшені тампонажні суміші (ПТС) із застосуванням як полегшувальної домішки тонкодисперсного цеолітового борошна (ЦБ) із співвідношенням компонентів ПЦТІ-100 : ЦБ – $(55 - 70) : (30 - 45)$ [8, 12, 13]. Густина тампонажного розчину $1450 - 1620 \text{ кг/м}^3$ при В/С – $0,70 - 1,00$. Термічний інтервал застосування – $20 - 100^\circ\text{C}$. Перевагами таких сумішей є широкий термічний діапазон застосування, неусадковий цементний

камінь з високими показниками адгезії, який за своїми фізико-механічними властивостями відповідає вимогам ДСТУ. Із зростанням температури газопроникність каменю знижується. Технологічні властивості тампонажних розчинів на основі цеолітового борошна приведено в таблиці 4.

Полегшені і легкі тампонажні суміші з домішкою дрібнозернистого пустотілого заповнювача – зольних мікросфер [8, 12]. Густина тампонажного розчину

1100 – 1420 кг/м³, залежно від співвідношення компонентів у суміші. Термічний інтервал застосування сумішей 20 – 160 °С. Переваги – висока термостійкість у поєднанні з наднизькою густиною розчину. Недоліки – при великій висоті стовпа тампонажного розчину зольні мікросфери руйнуються під дією гідростатичного тиску, що призводить до седиментаційної нестабільності розчину і значного водовідділення.

Таблиця 4. Технологічні властивості тампонажних розчинів на основі цеолітового борошна

Склад суміші, мас. част., %		В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Час прокачування розчину (при t = 75 °С, P=30,0 МПа), год – хв	Міцність каменю, МПа при вигині/стисканні через 2 доби			Адгезія з металом, МПа через 2 доби	
ПЦТІ-100	ЦБ						t = 22 °С P = 0,1 МПа	t = 75 °С P = 30,0 МПа	t = 100 °С P = 40,0 МПа	t = 75 °С P = 30,0 МПа	t = 100 °С P = 40,0 МПа
70	30	0,70	1620	0,20	7,0	1 – 50	1,6/3,5	3,8/7,4	–	4,1	–
65	35	0,75	1580	0,20	8,0	2 – 15	1,2/2,5	2,5/5,2	2,1/5,0	4,0	3,8
60	40	0,80	1550	0,20	9,5	2 – 30	0,9/2,0	2,1/4,5	2,4/4,5	3,1	3,3
55	45	0,80	1515	0,20	7,0	2 – 50	0,7/1,6	1,7/3,6	2,0/3,8	3,0	2,9
55	45	1,0	1450	0,24	10,0	3 – 30	0,3/1,0	1,0/2,6	1,2/2,6	1,5	1,7

Полегшені і легкі тампонажні розчини (ПЛТР), з добавками 10 – 15 масових часток % полегшувальної домішки гідрофобізованого адсорбенту КОГ, що викликає газонасичення тампонажного розчину [12, 14]. КОГ – являє собою гідрофобізований тонкодисперсний порошок білого (світло-жовтого) кольору, насипною масою 400 кг/м³, гідрофобізованість не менше 60 %. Виготовляється на основі молотого каоліну, обробленого спеціальними поверхнево-активними речовинами.

Густина такого тампонажного розчину 1200 – 1650 кг/м³ при В/С – 0,55 – 1,0. Термічний інтервал застосування 20 – 150 °С. Переваги – низька густина тампонажного розчину, низька (як для полегшених сумішей) газопроникність. Недоліки – інтенсивне піноутворення у процесі приготування тампонажного розчину; під дією гідростатичного тиску 10 МПа густина розчину підвищується на 15 – 20%. Технологічні властивості ПЛТР з домішками адсорбенту КОГ наведено в таблиці 5.

Таблиця 5. Технологічні властивості ПЛТР з домішками адсорбенту КОГ

Склад суміші, масових часток, %			В/С	Пластифікатор „Дофен”, від маси сухого матеріалу, %	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Міцність при стисканні, МПа (через 2 доби)		
ПЦТІ-50	ПЦТІ-100	КОГ						t = 20 °С P = 0,1 МПа	t = 40 °С P = 10,0 МПа	t = 75 °С P = 30,0 МПа
100	–	–	0,5	–	1800	0,210	6	6,5	11,8	–
–	100	–	0,5	–	1820	0,220	4	–	–	16,1
90	–	10	1,0	–	1340	0,215	0	1,2	1,9	–
85	–	15	1,0	–	1205	0,205	0	0,9	1,4	–
85	–	15	0,55	1,0	1400	0,200	0	2,8	4,5	–
–	90	10	1,0	–	1350	0,215	0	–	–	2,9
–	85	15	1,0	–	1210	0,200	0	–	–	2,2
–	85	15	0,55	1,0	1405	0,200	0	–	–	6,5

Полегшені тампонажні розчини на основі портландцементу або цементно-зольної суміші з домішкою 0,04 – 0,11 масових часток % реагенту-стабілізатора на основі ксантанової смоли DUOVIZ

[8, 15,]. Густина тампонажного розчину 1460 – 1530 кг/м³ при В/Ц – 0,70 – 0,97. Термічний інтервал застосування 50 – 140 °С. Переваги – висока

стабільність тампонажного розчину, термостійкість і підвищена міцність каменю.

Полегшені і легкі тампонажні композиції на основі портландцементу з домішкою 7 – 10 масових часток % спученого перлітового піску (СПП) [12, 16]. Спучений перлітовий пісок отримують шляхом термічної обробки вулканічної породи перліту (при температурах 800 ÷ 1000 °С) згідно вимог. У процесі нагрівання частинки перліту, які мають шаралупоподібну структуру, спучуються, з них видаляється 3 ÷ 5 % зв'язаної води, і об'єм матеріалу збільшується в 10 – 20 разів. За окислами СПП складається з 65 ÷ 75 % SiO_2 і 10 ÷ 15 % Al_2O_3 , а також містить Fe_2O_3 , CaO , MgO , Na_2O , K_2O . Залежно від фракційного складу існує два види СПП: рядовий (СПП(Р)) і мілкий (СПП(М)), в свою чергу в межах кожного із цих двох видів існує поділ за насипними

масами 1 м³ матеріалу. СПП(Р) буває трьох марок: 75, 100, 150, СПП(М) – двох: 75, 100. Марка спученого перлітового піску відповідає масі 1 м³ матеріалу в кілограмах. Особлива, шаралупоподібна структура зерен спученого перлітового піску (їх пористість складає 80 ÷ 90 %) є передумовою втягнення повітря у процесі замішування тампонажного матеріалу. Густина тампонажного розчину з домішками СПП – 1180 – 1450 кг/м³ при В/С – 0,65 – 0,95. Термічний інтервал застосування 20 – 70°С. Переваги – низька густина тампонажного розчину, низькі показники водовідділення. Недоліки – низька термостійкість, високі показники газопроникності каменю. Технологічні властивості полегшених і легких тампонажних розчинів з домішками СПП показано в таблиці 6.

Таблиця 6. Технологічні властивості полегшених і легких тампонажних розчинів з домішками СПП

Масова частка компонентів у суміші, мас. част. %				В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, мл
ПЦТІ-50	ПЦТІ-100	СПП(Р)	СПП(М)				
97	–	3	–	0,65	1510	0,220	1,5
95	–	5	–	0,70	1390	0,200	1,0
93	–	7	–	0,74	1340	0,215	0
90	–	10	–	0,90	1230	0,190	2,0
	95	5	–	0,70	1400	0,205	1,0
	93	7	–	0,75	1350	0,200	1,0
	90	10	–	0,90	1250	0,205	1,0
	88	12	–	0,95	1160	0,200	0
	95	–	5	0,75	1410	0,210	6,0
	92	–	8	0,80	1330	0,195	2,0
	90	–	10	0,95	1240	0,190	6,5

5. Із збільшенням числа геологорозвідувальних площ і родовищ, які розбурюються в складних гірничо-геологічних умовах, особливо з аномально високими пластовими тисками (АВПТ) на глибинах 4000 – 6000 м і пластовими температурами більшими 100 °С, в системі геології України постало питання дефіцитності та низької якості поважчених і важких тампонажних матеріалів, що виготовляються в заводських умовах. В результаті цілеспрямованої дослідницької роботи в Полтавському відділенні УкрДГРІ було створено нові тампонажні матеріали: поважену безусадкову тампонажну суміш (ПБТС) і поважену тампонажну суміш, що розширюється при тужавінні (ПРТС) з діапазоном густин 1950 – 2270 кг/м³ (таблиці 7, 8) [17]. При розробці ПБТС і ПРТС було використано тампонажний портландцемент ПЦТІ-100, висококальцієву золу-винос (ЗВ) від спалювання Прибалтійських горючих сланців на

ТЕС, кислі золи-виносу від спалювання кам'яного вугілля на Курахівській ДРЕС (ЗК_к) та Ладизинській ДРЕС (ЗК_л), барит і суперпластифікатор С-3.

За своїми експлуатаційними властивостями (при їх комплексному розгляді) розроблені ПБТС і ПРТС переважають усі відомі поважчені тампонажні цементи. Вони якісно відрізняються за термостійкістю, високою міцністю і низькою проникністю, відсутністю усадки / розширенням в процесі тужавіння, широким діапазоном густин. Для забезпечення якісної ізоляції затрубного простору в інтервалах залягання хомогенних відкладів ефективним є застосування ПБТС і ПРТС, замішаних на насичених розчинах КСІ. Промислове випробування нові ПБТС і ПРТС пройшли при цементуванні експлуатаційних колон в об'єднанні «Полтавнафтогазгеологія» і забезпечили високу якість кріплення в зонах АВПТ.

Таблиця 7. Технологічні властивості розчинів на основі поважчених безусадкових тампонажних сумішей (ПБТС)

Масова частка компонентів у суміші, мас. част. %				Рідина замішування	Домішка С-3, % від маси сухого матеріалу	В/С	Розтігність, м	Густина, кг/м ³	Водовідділення, мл	Водовіддача, см ³ /30 хв
ПЦТІ-100	ЗК _к	ЗК _л	Баріт							
25	25	–	50	вода	1	0,30	0,20	2040	15	46
50	–	50	–	насич.р. КСІ	2	0,28	0,20	1970	0	80
25	25	–	50	насич.р. КСІ	1	0,30	0,19	2050	2,5	100

Таблиця 8. Технологічні властивості розчинів на основі поважчених тампонажних сумішей, що розширюються при тужавінні (ПРТС)

Масова частка компонентів у суміші, мас. част. %				Рідина замішування	Домішка С-3, % від маси сухого матеріалу	В/С	Розтігність, м	Густина, кг/м ³	Водовідділення, мл	Водовіддача, см ³ /30 хв
ЗВ	ЗК _к	ЗК _л	Баріт							
30	10	–	60	вода	1	0,28	0,20	2150	15	60
25	25	–	50	вода	2	0,28	0,18	2040	7,5	33
20	20	–	60	вода	2	0,28	0,19	2110	12,5	47
30	–	30	40	вода	2	0,22	0,19	2140	7,5	14
25	–	25	50	вода	1	0,25	0,20	2190	12,5	17
20	–	20	60	вода	1	0,23	0,20	2270	15	19
25	–	25	50	насич.р. КСІ	1	0,25	0,18	2230	0	73
25	25	–	50	насич.р. КСІ	1	0,33	0,19	1950	2,5	145

3.ВИСНОВКИ

Проведено аналіз різних груп тампонажних матеріалів, які виготовляються промисловістю України та розроблених нових композицій, призначених для застосування в широкому діапазоні гірничо-геологічних умов нафтогазових родовищ і геологорозвідувальних площ нафтогазового комплексу України.

Виділено основні проблеми в забезпеченні нафтогазової галузі тампонажними матеріалами – обмежений асортимент та недостатня якість термостійких, полегшених і легких та поважчених і важких цементів, які виготовляються в заводських

умовах. Відсутність в асортименті виготовляемої продукції цементних заводів України тампонажних матеріалів, що розширюються при тужавінні.

Наукова цінність даної праці полягає в тому, що проведено підбір оптимальних рецептур нових тампонажних матеріалів різних груп за особливими властивостями і ознаками, призначених для застосування в складних гірничо-геологічних умовах.

Результати роботи мають практичне застосування при цементуванні нафтових і газових свердловин в складних гірничо-геологічних умовах геологорозвідувальних площ та промислових родовищ вуглеводневої сировини України.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський. – Чернівці – 2006 – 524 с.
2. Новохатский Д. Ф. Специальные тампонажные цементы / Д.Ф. Новохатский // РНТС „Бурение” – 1972. – № 6 – С. 26 – 28.
3. Новохатский Д. Ф. Пути улучшения качества и перспективы производства тампонажных материалов для крепления нефтяных и газовых скважин / Д.Ф.

Новохатский, В.А. Волошин // РНТС „Бурение” – 1978. – № 11 – С. 19 – 22.

4. Керівний нормативний документ КНД 41-00832626-00 Використання цементів загальнобудівельного призначення в якості тампонажних матеріалів. Методичні вказівки. – Полтава, 2000. – 10 с.

5. ДСТУ Б В.2.7-88-99. Портландцементи тампонажні. Технічні умови. – К, 1999. – 18 с.

6. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні монографія / В.М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.

7. Розробка тампонажних матеріалів зниженої густини / В.М. Орловський, А.М. Похилко // Нафтогазова інженерія. – Полтава: ПолтНТУ ім. Ю. Кондратюка, 2016. – Число 1. – 94 – 102.

8. Розроблення термостійких полегшених і легких тампонажних матеріалів / В.М. Орловський, А.М. Похилко, В.І. Дмитренко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. – №3. – С. 79 – 84.

9. Пат. 11832 Україна, МПК С09К 8/50. Тампонажний матеріал, який розширюється при твердінні / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Орловський В.М., Мартинов Д.В. (Україна); № у 2005 06144; Заявлено 21.06.05; Опубл. 16.01.06, Бюл. № 1.

10. Підвищення якості цементування свердловин / В.М. Орловський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – №3. – С. 100 – 103.

11. Тампонажні матеріали для помірних і підвищених температур, що розширюються при твердінні / В.М. Орловський // Нафтогазова інженерія. – Полтава: ПолтНТУ ім. Ю. Кондратюка, 2017. – Число 2. – 64 – 69.

12. Нові полегшені і легкі тампонажні матеріали :науковий вісник / В.М. Орловський, С.Г.

Михайленко, О.В. Лужаниця // Науковий вісник Івано-Франк. нац. тех. унів. нафти і газу. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – №3. – С. 10 – 14.

13. Пат. 35476 А Україна, МКВ Е 21 В 33/138. Облегшений тампонажний матеріал / Михайленко С.Г., Орловський В.М., Лужаниця О.В. (Україна); № 99105679; Заявлено 18.10.99; Опубл. 15.03.01, Бюл. № 2.

14. Пат. 68839 А Україна, МКВ Е 21 В 33/138. Легкий тампонажний розчин / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Мартинова Л.Б., Орловський В.М., Бандур Р.В., Аниськовцев О.В., Баранецький М.В. (Україна); № 20031110085; Заявлено 10.11.03; Опубл. 16.08.04, Бюл. № 8.

15. Пат. 28441 Україна, МПК Е 21 В 33/138. Полегшений тампонажний матеріал / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Орловський В.М., Мартинова Л.Б. (Україна); № у 2007 08569; Заявлено 26.07.07; Опубл. 10.12.07, Бюл. № 20.

16. Пат. 13254 Україна, МПК С 09 К 8/50. Тампонажна суміш / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Орловський В.М., Мартинов Д.В. (Україна); – № у 2005 09726; Заявлено 17.10.05; Опубл. 15.03.06, Бюл. № 3.

17. Пат. 21177 Україна, МПК Е 21 В 33/138. Обважнений тампонажний матеріал / Михайленко С.Г., Орловський В.М. (Україна); – № 1993 93111612; Заявлено 11.02.93; Опубл. 04.11.97, Бюл. № .

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Розгляд і аналіз останніх публікацій та досліджень в області забезпечення необхідним асортиментом тампонажних матеріалів нафтогазової галузі України, призначених для застосування в складних і різноманітних гірничо-геологічних умовах розвідувальних площ і нафтогазових родовищ.

Методика. При проведенні досліджень використано сучасну нормативну і технічну літературу, а також розробки нових тампонажних матеріалів і композицій та результати їх впровадження в нафтогазовому комплексі України.

Результати. Проведено аналіз тампонажних матеріалів, які виготовляються промисловістю України та нових, розроблених композицій, призначених для застосування в широкому діапазоні гірничо-геологічних умов геологорозвідувальних площ і нафтогазових родовищ нафтогазового комплексу України.

Наукова новизна. Наукова цінність даної праці полягає в тому, що проведено підбір оптимальних рецептур нових тампонажних матеріалів різних груп за особливими властивостями і ознаками, призначених для застосування в складних гірничо-геологічних умовах.

Практична значимість. Результати роботи мають практичне застосування при цементуванні нафтових і газових свердловин в складних гірничо-геологічних умовах геологорозвідувальних площ та промислових родовищ вуглеводневої сировини України.

Ключові слова: тампонажний портландцемент, цементування свердловин, полегшений цемент, обважнений цемент, корозійна стійкість, відносне об'ємне розширення, міцність цементного каменю, адгезія.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Рассмотрение и анализ последних публикаций и исследований в области обеспечения необходимым ассортиментом тампонажных материалов нефтегазовой отрасли Украины, предназначенных для применения в сложных и разнообразных горно-геологических условиях разведывательных площадей и нефтегазовых месторождений.

Методика. При проведении исследований использовано современную нормативную и техническую литературу, а также разработки новых тампонажных материалов и композиций и результаты их внедрения в нефтегазовом комплексе Украины.

Результаты. Проведен анализ тампонажных материалов, которые изготавливаются промышленностью Украины и новых, разработанных композиций, предназначенный для применения в широком диапазоне горно-геологических условий геологоразведочных площадей и нефтегазовых месторождений нефтегазового комплекса Украины.

Научная новизна. Научная ценность данной работы заключается в том, что проведен подбор оптимальных рецептур новых тампонажных материалов различных групп по особым свойствам и признакам, предназначенных для применения в сложных горно-геологических условиях.

Практическая значимость. Результаты работы имеют практическое применение при цементировании нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях геологоразведочных площадей и промышленных месторождений углеводородного сырья Украины.

Ключевые слова: *тампонажный портландцемент, цементирование скважин, облегченный цемент, обважченный цемент, коррозионная стойкость, относительное объемное расширение, прочность цементного камня, адгезия.*

ABOUT AUTHORS

V. M. Orlovskyy PhD, associate professor (Poltava Institute of Business of the International Scientific and Technical University named after academician Y. Bugay, Poltava, Ukraine), e-mail: svaroh13@ukr.net, ORCID-0000 0002 8749 5354

A. M. Pokhylko assistant (Poltava National Technical University, Poltava, Ukraine), e-mail: misyac@i.ua, ORCID-0000 0003 3033 5322

V.V. Kryckyy lecturer (Poltava College Oil and Gas, Poltava, Ukraine), e-mail: kritskii@mail.ua, ORCID-0000 0002 3604 2486



УДК 622.273:548.562

FEATURES OF BOREHOLE HYDRAULIC MINING TECHNOLOGY APPLIED TO THE DEVELOPMENT OF GAS HYDRATE RESERVOIRS

L. Pedchenko^{1*} & N. Pedchenko²

¹ Department extract the oil and gas and geotechnics, National Technical Yuri Kondratyuk University, Poltava, Ukraine

² Physics- power engineering faculty, V.N. Karazin Kharkiv National University

*Corresponding author: e-mail pedchenkomm@ukr.net, tel. 0975905244

ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ НА ОСНОВІ ТЕХНОЛОГІЇ СВЕРДЛОВИННОГО ГІДРОВИДОБУТКУ

Л. Педченко^{1*}, Н. Педченко²

¹ Кафедра видобування нафти і газу та геотехніки, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна

² Фізико-енергетичний факультет, Харківський національний університет ім. В.Н. Каразіна

*Відповідальний автор: e-mail pedchenkomm@ukr.net, тел. 0975905244

ABSTRACT

Purpose. Technology development of gas hydrate deposits on the basis of borehole hydraulic extraction without the cost of energy for the phase transition is proposed. Substantiation and development of schematics acceptable for the existing technological method of gas hydrates production from the offshore fields.

Methods. Method of extraction of gas hydrate from the productive layers.

Findings. Basic processes of the method of extraction of gas hydrate from the productive layers without energy consumption for phase transition at the base of the hydraulic downhole mining technology are substantiated.

Originality. It was established and substantiated manifestation of the complex factors in the process of action flooded jets on gas hydrates in terms of its natural occurrence.

Practical implications. It was substantiated that gas hydrates can be extracted from the productive reservoir without energy consumption for dissociation, by creating conditions of its recrystallization as a result of joint actions of submerged jets of sea water and complex of related processes. Theoretically physical bases of processes the enrichment and concentration of gas hydrates in the mine workings is substantiated.

Keywords: downhole hydraulic production, gas hydrate layer, dissociation, concentration, phase transition.

1. ВСТУП

Світове споживання природного газу постійно зростає. Не зважаючи на певні проблеми при його зберіганні (необхідність будівництва підземних сховищ газу) і транспортуванні (для переміщення морем на значні відстані газ скраплюється) споживання природного газу з технічної точки зору є найбільш зручним і надійним.

Однак легкодоступні запаси природного газу стрімко вичерпуються. При цьому близько 80 % родовищ газу, що відкриваються останнім часом, є відносно малими або віддаленими від транспортної інфраструктури. Крім того існуючі технології розробки родовищ вуглеводнів часто є малоефективними або не сприяють раціональному

використанню значної частини їх ресурсів (наприклад попутного нафтового газу, шахтного метану і ін.) чи взагалі їх поки не впроваджено (наприклад видобування газових гідратів).

У той же час тенденція тривалого виснаження запасів традиційних видів палива актуалізувала для світового співтовариства питання вивчення ресурсного потенціалу океанічних гідратів метану та їх застосування для отримання вуглеводневого газу. Сьогодні морські газогідрати визнані фахівцями найперспективнішим альтернативним паливом у багатьох країнах. Протягом останніх років інтерес до проблеми газових гідратів у всьому світі значно посилюється і їх дослідно-промислове освоєння уже розпочалося.

Газові гідрати, звичайно, не лежать суцільним килимом у межах зони гідратуутворення – відповідної температури і тиску недостатньо. Необхідний високий уміст органічної речовини в осадових породах (від 0,5 – 4% і вище), активна генерація і міграція вуглеводнів у зону утворення гідрату. Однак за попередніми оцінками загальні об'єми метану, накопичені в природних гідратах Світового океану, оцінюються на рівні $2,1 \times 10^{16} \text{ м}^3$ (Kvenvolden, 1993).

Величезні перспективні поклади газогідратів виявлені в межах полярних акваторій на глибинах вод від 200 м, у районах Атлантичного, Індійського і Тихого океанів – на глибинах від 500 – 700 м. Тільки в межах Мексиканської затоки виявлено більше 70 покладів газогідратів. В акваторії Австралії, в районі Нової Каледонії сейсмічна розвідка виявила поклад газогідратів загальною площею більше 80 тис. км^2 на глибині води від 1 до 4 км. Запаси газу в стані гідратів тут можуть бути від 20 до 200 трлн м^3 .

Виходячи із відомих на сьогодні даних, підводні газові гідрати можуть утворювати скупчення двох типів: першого – знаходяться на значній піддонній глибині (сотні метрів) і контролюються зонами проникності в умовах розосередженої фільтрації флюїдів; другого – розташовані в безпосередній близькості від дна моря, на дні або на дуже незначній піддонній глибині (перші метри). Гідрати у своїй більшості присутні в грубозернистих осадових відкладах, проте під час виконання досліджень гідрати також виявлено і в дрібнозернистих відкладах у вигляді невеликих прошарків, ліній і тонких, майже вертикальних жил. Так, наприклад, при дослідженні свердловини NGHP-01-10 виявлено потужний інтервал тріщинуватих глин, уміст гідратів у яких є одним з найвищих у світі (Collett, 2014)

Найбільше в світі мономінеральне лінзовидне газогідратне тіло розкрито свердловиною №84 Проекту глибокого морського буріння. Маючи товщину близько 4 – 5 м, воно містить усього 5 – 7% породних включень і залягає в 15-метровому гідратоносному горизонті, підосва якого розташована 240 – 255 м нижче дна в центральноамериканському глибоководному жолобі біля Гватемали. З іншої свердловини, пробуреної в тому ж жолобі, але біля Коста-Ріки, піднятий 9-метровий керн вулканічного попелу, зцементованого гідратами. Пористість керну складає 62%, простір якої заповнений метаногідратами. Цей попіл залягає в 236-метровій товщі газогідрату, середня пористість якої 60,1% (Takahashi H. & Tsuji Y., 2004).

Існує два підходи до розробки газогідратних покладів (патенти US 4424866, WO 2007/136485, US 20050161217, US 6192691, US 8232438, US 8783364, US 20100048963, US 8201626, US 20080236820 і ін.):

1) вилучення гідрату без витрати енергії на фазовий перехід. Прикладом є різні варіанти кар'єрного способу. Однак на глибинах залягання гідрату рентабельне великотоннажне виробництво буде проблематичним;

2) вилучення вільного газу після дисоціації гідрату в пласті.

Плавлення газогідрату пропонується здійснювати наступними способами:

– зниженням тиску нижче за рівноважний гідратуутворення;

– підвищенням температури (нагрів гідратовмісних порід до температури, вищої за рівноважну);

– зміщенням умов фазової рівноваги у бік більш жорстких (введенням інгібіторів);

– комбінуванням перелічених вище способів.

Нині відомо ряд теплових способів розробки газогідратних покладів. Так, у патенті US 6192691 пропонується під купол для збору газу, встановленим над придонним скупченням газогідрату, закачувати гарячу воду. У заявці US 20050161217 запропоновано здійснювати електричний підігрів продуктивного пласта та вилучати газ, що виділився по видобувній свердловині. Проте недоліком теплових методів розробки газогідратних покладів є значні енергетичні витрати. Так, крім порівняно незначних енерговитрат на дисоціацію газогідрату (близько 7% від енергії згорання видобутого газу), значна їх частина піде на розігрів породи. Крім того, виходячи з теплофізичних властивостей порід і газогідрату, зона теплової дії в пласті буде обмежена кількома метрами.

З точки зору енергетичних витрат найбільш прийнятним є зниження пластового тиску нижче за рівноважний з подальшим відбором вільного газу. Наприклад, у заявці WO 2007/072172 зниження тиску забезпечується за рахунок відкачування газу з нижніх горизонтів. Проте такий спосіб є прийнятним лише для пластів, де насиченість гідратами незначна, а газ або вода не втратили свою рухливість. Звичайно, при збільшенні гідратонасичення (а отже, зменшенні проникності) ефективність такого способу різко падає.

Інший недолік цього способу пов'язаний із вторинним гідратуутворенням у привибійній зоні внаслідок ефекту Джоуля – Томсона та проявом ефекту самоконсервації гідрату в пласті. Процес ускладнюється ще й тим, що породи з умістом гідрату більше ніж 60% є фактично непроникними для газу (Basniev, Kul'chitskiy, Shchebetov, & Nifantov, 2006) У результаті газогідратний пласт на тривалий час «надійно консервується» шаром льоду.

Крім того, проникність по газу гідратонасичених порід на два, три і більше порядків нижча за проникність зразків, не насичених гідратами (Beznosikov & Maslov, 1975).

Газові гідрати також можуть виконувати функцію «цементу» для частинок породи. У такому випадку дисоціація гідрату призведе до аномально високої пористості, виділення великих мас води та істотного зниження міцності осадових порід (Kvenvolden, 1993). Тому плавлення газогідрату внаслідок зниження тиску, підвищення температури або введення інгібіторів може призвести до перетворення порід у перезволожену масу із включенням бульбашок газу. Створення депресії для вилучення газу призведе до винесення у свердловину разом із водою і газом значної кількості породи, унеможлививши її експлуатацію.

Аналізуючи інформацію щодо початку практичної реалізації проекту розробки газогідратних покладів біля берегів Японії, можна зробити висновок, що саме цей процес призвів до завчасного припинення експерименту щодо отримання газу з газогідратного пласта способом його розгерметизації (було зафіксовано значний виніс породи зі свердловини і закупорювання нею сепараційного обладнання).

Способи, наведені в заявках US 2008/0088171, WO 00/47832 і RU 2004106857/03, передбачають кар'єрну розробку придонних газогідратних покладів шляхом їхнього механічного руйнування. Однак їх упровадження ускладнить той факт, що поверхня зон розвантаження газу, до яких приурочені придонні поклади газогідрату, переважно вкрита шаром відкладів (часто вони зустрічаються, починаючи з глибини 0,4 – 2,2 м (Shnyukov, Gozhik, Krayush-kin, & Klochko, 2007)). Крім того, такі методи будуть ефективними лише за умови значного вмісту газогідрату в породі.

На сьогодні не існує ефективного, з технологічної й економічної точок зору, способу розробки покладів газових гідратів. Розроблення промислово прийнятного способу видобування газу із морських газогідратних покладів вимагає максимального зниження енерговитрат на його здійснення на основі комплексного врахування теплофізичних властивостей і параметрів елементів системи в межах покладу, що розробляється, та існуючого рівня техніки. На сучасному етапі ця проблема досліджена недостатньо.

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

Метою дослідження є обґрунтування перспектив застосування, аналіз і удосконалення комбінованого способу розробки морських газогідратних покладів на основі технології свердловинного гідровидобутку.

У гірництві добре відома фізико-хімічна технологія свердловинного гідровидобутку (СГВ) корисних копалин, в якій гідравлічна енергія, що підводиться до покладу після розкриття його свердловиною, використовується для розушільнення породи в місці її залягання шляхом переведення в рухомий стан за допомогою гідромоніторного струменя, приготування гідросуміші (пульпи) і вилучення її на поверхню (Arens et al., 2007).

Механізм гідравлічного руйнування гірських порід є складним процесом, обумовленим одночасною дією ряду чинників, до яких можна віднести нормальне і дотичне напруження при дії струменя на масив, динамічну ударну дію, фільтраційний тиск, абразивну дію і т. д. (Rehbinder, 1980).

Проникаючи в масив за рахунок фільтрації по порах і тріщинах, вода знижує міцність порід (Rehbinder, 1980), викликає місцеві гідророзриви і руйнування, що необхідно враховувати при вивченні механізму подрібнення конкретного масиву введенням відповідних коефіцієнтів, корегуючи наведену залежність. Однак у процесі руху струменів у багатофазних системах (вода, тверді включення, газ) виникають явища настільки складні, що на

сьогодні не існує достатньо надійних способів їх аналітичного визначення.

Також не знайдена загальна аналітична залежність сили дії струменя на перешкоду. Тому найбільш точні дані можна отримати при проведенні подальших експериментальних досліджень.

Технологічні процеси свердловинного гідровидобутку тісно взаємозв'язані між собою і у своїй сукупності являють рішення складної задачі – поєднання різноструктурних процесів в єдиний технологічний цикл видобутку корисних копалин через свердловини з урахуванням різних гірничо-геологічних вимог до процесу гідровидобутку.

Гідродинамічна дія на межі «порода – флюїд» супроводжується процесами масовіддачі, які характеризують швидкість гідровидобутку. При гідродинамічній дії на газогідрат у продуктивному пласті, окрім його гідродинамічного і механічного руйнування, відбуваються (можуть відбуватися) фізико-хімічні процеси його дисоціації і перекристалізації.

Коефіцієнт масовіддачі при цьому визначає загальну величину переміщення міжфазної межі углуб масиву за одиницю часу при прояві різних механізмів перенесення маси за різних умов контакту фаз (молекулярна дифузія, конвективне перенесення, перенесення при дії на поверхню породи самоорганізованих гідродинамічних вихрових структур, перенесення при розчиненні частини газу і солей у воді, що подається гідромонітором).

Гідроабразивний ефект. На зрізі насадки гідромонітора витрата струменя рівна подачі насосів. У міру віддалення від насадки витрата струменя збільшується за рахунок приєднаної маси рідини ззовні. Таке можливе тільки в тому випадку, якщо основна маса рідини знаходиться в постійній циркуляції, багато разів виходячи зі струменя і повертаючись у струмінь, наприклад після удару об забій. Установлено, що перед зустріччю із забоем витрата струменя більш ніж у 4 рази перевищує початкову витрату.

Однак маса води, що приєднується до струменя ззовні, у своєму складі неодмінно буде містити якусь частину твердих включень подрібненої породи і газогідрату. Внаслідок цього гірський масив буде додатково піддаватись абразивній дії твердої фази.

Як відомо, гідроабразивне руйнування гірських порід ґрунтується на безперервній сумісній дії високошвидкісних струменів води й абразивних частинок. У результаті такої дії в породі утворюється щілина певної глибини і ширини. Причому глибина щілини в цьому випадку у 5 – 8 разів перевищує глибину щілини, утвореної струменями води без додавання абразивного компонента.

Дисипація енергії. Потенційна енергія води в насадці перетворюється в кінетичну. Сила дії затопленого струменя гідромонітора у міру її розповсюдження в масі навколишньої рідини інтенсивно знижується (Helgerud M. B., 2001). Тому визначальним параметром у фізичному механізмі передачі енергії від струменя до породи є відстань від сопла до породи.

Вода біля дна океанів і глибоких морів має температуру не вище 274 – 277 К, і тиск від 10 до 50 МПа. Формування за таких умов гідрату метану впливає на його енергетичну щільність (теплотвірну здатність, теплоємність), яка складає 747458 ккал/м³, що в 73 рази перевищує енергощільність газоподібного метану (Lowrie A. & Max M.D., 1999).

Відомо, що досить значними є втрати енергії потоку гідромоніторного струменя у результаті її дисипації. Ці втрати суттєво впливають на ККД процесу гідралічного руйнування породи. Однак при видобуванні способом свердловинного гідровидобутку газових гідратів передбачається, що дисипація енергії струменя навпаки буде позитивно впливати на ефективність процесу дезінтеграції продуктивного пласта.

Окрім підвищення температури робочої рідини (води) у результаті дисипації енергії в насосах і трубопровідній системі, частина енергії перетвориться на тепло у момент удару струменя об породу. На межі руйнування утвориться аномальна зона розігріву. Однак ця зона буде досить локальною (передбачається, що вона буде обмежена шаром породи у кілька міліметрів і діаметром порядку десятків метра).

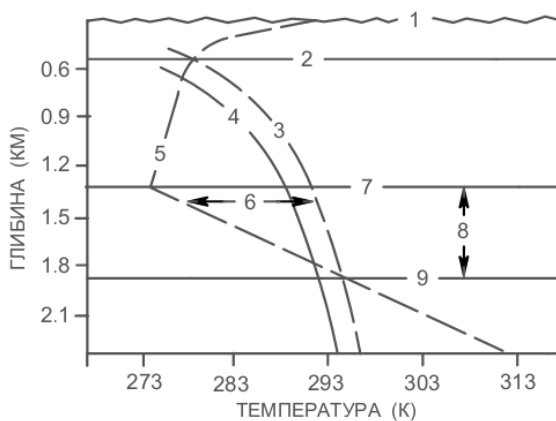


Рисунок 1. Схема зони можливого утворення газогідратних покладів: 1 – рівень моря; 2 – верхня межа стабільності газогідрату; 3 – рівноважна крива стабільності газогідрату; 4 – рівноважна крива стабільності газогідрату з урахуванням впливу солей морської води; 5 – геотермічний градієнт; 6 – рівень переохолодження газогідрату в пластових умовах; 7 – дно моря; 8 – інтервал можливого гідратонакопичення; 9 – нижня межа стабільності газогідрату

Як впливає із рисунка 1, поклади газових гідратів накопичуються в інтервалі 8 між верхньою і нижньою межею їх стабільності (лінії 2 і 9). Ці межі проходять через точки перетину кривих геотермічного градієнта (крива 5) і рівноважних параметрів стабільності гідрату даного складу (крива 3). Газовий гідрат у покладі знаходиться при певному рівні переохолодження (інтервал 6), максимум якого знаходиться у верхній частині інтервалу гідратонакопичення (інтервал 8).

Застосування теплових методів видобування газових гідратів передбачає спочатку витрату енергії на підвищення температури продуктивного пласта до

рівноважної для відповідного тиску (на величину переохолодження), а потім на їх плавлення. Цей процес (можливо частково або фрагментарно) буде відбуватись і в локальних зонах розігріву фронту руйнування.

Виходячи із кількості привнесеної в таку зону теплової енергії можливі варіанти зменшення рівня переохолодження гідрату, позитивним наслідком якого буде різке зменшення його механічної міцності (Helgerud M.B., 2001), або дисоціації якоїсь частини гідрату з виділення газової фази і води.

Однак за межами цієї зони, відповідно до закону збереження енергії, після теплообміну продуктів руйнування породи з водогідратомінеральною пульпою спостерігатиметься зворотний процес – зв'язування вільного газу в гідрат і подальше його переохолодження відповідно до теплового балансу системи.

Таким чином, перетворення частини енергії струменя у теплову у випадку розробки газогідратних покладів не просто не знизить ефективність процесу гідровидобутку, а, можливо, викличе синергетичний ефект сумісної дії кількох чинників. Виходячи з цього, доцільно буде передбачити можливість цілеспрямованого привнесення додаткової теплової енергії в зону руйнування породи.

Вплив морської води. Урахування потребує ще один чинник, який у випадку свердловинного гідровидобутку газових гідратів створить суттєвий позитивний вплив на ефективність процесу, – це морська вода як робоча породоруйнівна рідина. По-перше, в тепловому балансі процесу необхідно врахувати відмінність температури води у місці її забору (поблизу морського дна) і продуктивного пласта (рис. 1). По-друге, необхідно врахувати позитивний вплив розчинених у морській воді солей – інгібіторів гідратоутворення, які змістять рівноважні умови стабільності газогідрату у бік більш жорстких (крива 4 на рис. 1).

Таким чином, при застосуванні елементів технології свердловинного гідровидобутку для розробки газогідратних покладів ефективність «класичних» процесів руйнування породи високонапірним струменем води може значно зрости внаслідок зміщення рівноважних параметрів стабільності газогідрату під впливом солей морської води, теплової енергії морської води (якщо її температура буде вища за пластову) і дисипації частини енергії високонапірного струменя. Завдяки цьому на межі масиву і вироблення, як мінімум, знизиться міцність газогідрату або відбуватиметься дисоціація його частини. Виділення газової фази призведе до утворення локальних зон підвищеного тиску в тонкому шарі біля вільної поверхні. Руйнування цього шару з середини і викидання уламків породи й бульбашок газу у бік виробленого простору поряд з дією інших чинників значно підсилять процес дезінтеграції породи.

Беручи до уваги описаний вище процес і те, що газогідрат у шарі осадової породи може виконувати функції її скелета, можна припустити, що швидкість гідралічного руйнування породи із газогідратом

буде значно вищою порівняно з породою без газогідрату. Такий процес масовіддачі можна розглядати як комбіноване газодинамічне явище.

Фазова рівновага. Виходячи із параметрів морської води, рівня дисипації енергії високонапірного потоку й ентальпії дисоціації гідрату метану, виділення газу в зоні руйнування породи буде незначним. На деякій відстані за зоною руйнування прагнення системи до рівноваги стимулюватиме зворотний процес – гідратоутворення (віддалившись від фронту руйнування продукти дисоціації, – газ і вода знову потраплять у зону термобаричних параметрів гідратоутворення), а отже, гідравлічне руйнування буде супроводжуватись перекристалізацією якоїсь частини газогідрату.

Крім того, виходячи із властивостей газових гідратів, об'єм газової шапки в склепінні герметизованої виробки не буде збільшуватись вище певного рівня оскільки після підвищення тиску до рівноважного гідратоутворення всі наступні порції газу будуть швидко зв'язані в гідрат (усі необхідні передумови для цього (баланс енергії, площа контакту фаз, наявність у надлишку води) виконуватимуться).

Перекристалізація і збагачення. Виходячи із щільності компонентів утвореної у виробці суміші, на деякій відстані за зоною руйнування (починаючи з відстані, де вплив турбулентного перемішування буде незначним) за рахунок гравітаційного розділення відбуватиметься випадіння в осад породних включень, а частинки газогідрату (природного і перекристалізованого) й бульбашки газу із зони дисоціації рухатимуться до склепінної частини виробки.

Як відомо, газові гідрати являють собою каркас «господаря» із молекул води і молекул гідратоутворюючого газу. Така їх будова проявляється у властивості витіснення із гідратного каркаса будь-яких домішок (у тому числі і іонів розчинених солей) та найшла своє застосування, наприклад, у технологіях газогідратного опріснення води і концентрування розчинів.

Хоча, як показали експерименти, на макрорівні при інтенсивному гідратоутворенні можливе захоплення між кристалами гідрату краплин води і рідких вуглеводнів, а також твердих породних включень. Проте експерименти також показали, що при утворенні гідрату за умов, близьких до рівноважних, і при надлишку води в реакторі (аналогічно до ситуації, котра, як передбачається, буде спостерігатись у виробці) адгезії гідрату до елементів обладнання не спостерігалось. Тому можна прогнозувати, що, «відокремившись» від частинок породи у результаті дисоціації в зоні руйнування та перекристалізувавшись в іншому місці (оскільки процеси дисоціації і гідратоутворення будуть рознесені просторово), гідрат буде містити мінімальну кількість мінеральних включень.

Отже, в процесі масовіддачі від гідратонасиченого пласта відділятиметься газогідрат, порода і газ. Залежно від стратифікації пульпи, що утворилася, важкі частинки породи спускатимуться на дно виробки, а більш легкі (газогідрат, агломерат

газогідрату і породи у різному співвідношенні, бульбашки газу) спливатимуть до її кривлі.

Таким чином, ще у виробці буде відбуватись процес первинного (або основного) збагачення утвореної пульпи по цільовому продукту.

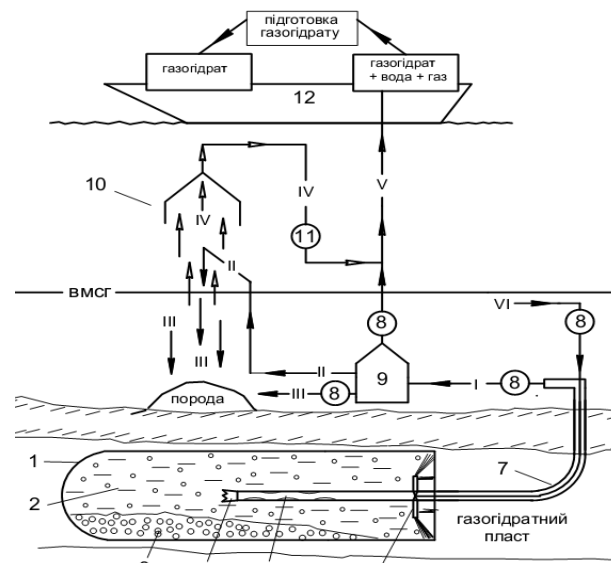


Рисунок 2. Схема способу розробки морських газогідратних покладів: ВМСГ – верхня межа стабільності газогідрату; 1 – виробка у гідратонасиченому пласті; 2 – простір у виробці, заповнений водогазогідратною пульпою; 3 – осад породи; 4 – бурове долото; 5 – пульпозбірник; 6 – гідромоніторний пристрій; 7 – свердловина; 8 – насос; 9 – гравітаційний сепаратор; 10 – газозбірний купол; 11 – компресор; 12 – видобувна платформа; потоки: I – водогазогідратна пульпа; II – пульпа, збіднена на газогідрат; III – «пуста» порода; IV – газ, що виділився із пульпи в результаті дисоціації газогідрату; V – водогазогідратна пульпа; VI – морська вода

Зважаючи на те, що щільність гідрату метану дещо нижча щільності води, частина мінеральних включень відділиться в осад, але інша частина відділеного від масиву гідрату все ж буде зв'язана з породою. Виходячи із попередніх розрахунків, щільність водогазогідратної пульпи, яка вилучатиметься із виробки, лежатиме в межах 1050 – 1150 кг/м³. Ураховуючи наведене вище обґрунтування, параметри зон гідратонакопичення, а також теплофізичні властивості газових гідратів, пропонується спосіб розробки газогідратних покладів на основі технології свердловинного гідровидобутку. Його особливістю є те, що із покладу пропонується вилучати безпосередньо газогідрат, не витрачаючи енергії на його дисоціацію.

Технологічний процес розробки газогідратних покладів згідно цим способом (рис. 2) включає наступні операції:

1) розкриття гідратовмісного пласта свердловиною 7 на максимальну протяжність горизонтальними, а потужних пластів – вертикальними або похило спрямованими до їх підшви свердловинами;

2) вплив на продуктивний пласт (починаючи від вибою свердловини) з метою його дезінтеграції при

частковій дисоціації та перекристалізації газогідрату (внаслідок утворення на короткий час локальних зон із нерівноважними умовами) в результаті дії затоплених струменів високого тиску (потік VI) за допомогою гідромонітора 6. Причому для збільшення об'єму виробки штанги з насадками гідромонітора в робочому положенні подовжуються, займають перпендикулярне до осі свердловини положення та, обертаючись навколо неї, рухаються вздовж до контакту з фронтом дезінтеграції;

3) гравітаційне відділення від утвореної водогідратомінеральної пульпи 2 на деякій відстані за активною робочою зоною частини мінеральних включень породи 3 відповідної щільності і фракційного складу;

4) виведення попередньо збагаченої водогідратомінеральної пульпи із виробки (потік I) через пульпозабірник 5, розташований за активною робочою зоною, до сепаратора 9, розташованого на рівні морського дна;

5) відділення від водогідратомінеральної пульпи (потік I) (під тиском, вищим за рівноважний гідратуутворення) у гравітаційному сепараторі 9 «пустої» породи, яка відкачується насосом 8 на морське дно або через іншу свердловину – у відпрацьовану виробку (потік III), та у вигляді фракції, що спливає, – суміші води і газогідрату (потік V);

6) подачу насосом 8 водогазогідратної пульпи (потік V) на видобувну платформу;

7) відкачування збідненої пульпи (потік II) під газозбірний купол 10 у море по трубі, відкритий кінець якої розташований вище верхньої межі стабільності газогідрату (ВМСГ). При цьому у результаті перебування деякий час у нерівноважних умовах та теплообміну з морською водою у збідненій пульпі відбувається дисоціація решти газогідрату на газ і воду;

8) осідання уламків породи на морське дно (потік III), накопичення газу під газозбірним куполом 10, його стиснення компресором 11 та подачу до суміші води і газогідрату (потік V) для зв'язування у газогідрат.

З метою підвищення ефективності процесу пропонується накопичений під газозбірником газ після компримування подавати в нижню частину шлейфа і змішувати з водогазогідратною пульпою. Термобаричні умови в шлейфі відповідатимуть умовам стабільності газогідрату. Поданий газ буде зв'язаний у газогідрат.

На видобувній платформі вилучений газогідрат буде піддаватись підготовці і переробці (відповідно до технології, запропонованої в роботі (Pedchenko L. & Pedchenko M., 2012) для подальшого його транспортування (Pedchenko, M., & Pedchenko, L., 2016) й зберігання (Pedchenko, L., & Pedchenko, M., 2016).

Оскільки, як зазначено в роботі (Kanda, 2006), устаткування для утворення газогідратів не потребує особливо унікального обладнання на відміну, наприклад, від заводів зрідження природного газу (LNG), це значно здешевлює NGH-технологію (транспортування газу у газогідратному стані). Крім того, потужність ліній із виробництва газогідрату

може бути в 4 рази меншою порівняно з лінією виробництва LNG, без підвищення його собівартості (Gudmundsson, Parlactuna & Khokhar, 1994).

Таким чином, запропонований спосіб розробки газогідратних покладів передбачає наступні етапи:

1) руйнування гідратовмісної породи та її переведення в склад пульпи;

2) попереднє збагачення водогідратомінеральної пульпи у виробці у результаті осідання частини породи;

3) відділення від пульпи вільного газогідрату в гравітаційному сепараторі, розташованому на морському дні;

4) виділення із збідненої пульпи газу у результаті дисоціації залишку газогідрату при її проходженні через товщу морської води в інтервалі вище верхньої межі стабільності газогідрату;

5) зв'язування газу, що виділився, у склад гідрату.

3. ВИСНОВКИ

1. Аналіз процесів свердловинного гідровидобутку, технологічних операцій і послідовності їх здійснення показав перспективність упровадження такого способу для розробки покладів газових гідратів.

2. Основна ідея запропонованого за результатами аналізу СГВ способу розробки газогідратних покладів полягає у вилученні максимальної кількості газогідрату із продуктивного пласта без витрати енергії на фазовий перехід, а дисоціація його залишку, враховуючи фізичні властивості, здійснюється за рахунок низькопотенційної енергії морської води та зміни її тиску з глибиною.

3. Відпрацювання запропонованого способу розробки покладів газових гідратів потребує проведення низки експериментальних досліджень.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Arens, V., Babichev, A., Bashkatov, A., Gridin, O., Khrulev, A., & Khchevan, G. (2007). Borehole Hydro-Mining. Proc. Manual: Mining Book.
2. Basniev, K., Kul'chitskiy, V., Shchebetov, A., & Nifantov, A. (2006). Methods for the Development of Gas Hydrate Deposits. Gas industry, (7), 22-24.
3. Beznosikov, A., & Maslov, V. (1975). Influence of Water Ice Hydrates in the Reservoir on its Permeability. In Proceed-ings VNIIEGazproma, (8), (pp. 84-89). Moscow: Gazprom.
4. Collett, T.S. (2014). Geologic Implications of Gas Hydrates in the Offshore of India: Results of the National Gas Hydrate Program Expedition 01. Marine and Petroleum Geology, 58(A), 1-2.
5. Geologic implications of gas hydrates in the offshore of India: Results of the National Gas Hydrate Program Expedition 01 / Marine and Petroleum Geology 58 (2014) 1e2. <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.07.020>
6. Gudmundsson, J.-S., Parlaktuna, M., & Khokhar, A.A. (1994). Storage of Natural Gas as Frozen Hydrate. SPE Production & Facilities, 9(1), 69-73. <http://dx.doi.org/10.2118/24924-pa>

7. Kanda, H. (2006). Economic Study on Natural Gas Transportation with Natural Gas Hydrate (NGH) Pellets. 23rd World Gas Conference, Amsterdam. <http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add10399.pdf>.
8. Kvenvolden, K. (1993). Gas Hydrates – Geological Perspectives and Global Change. *Rev. Geophysics*. 31. 173-187.
9. The Recycling of Biogenic Material at the Seafloor W. R. Martin and F. L. Sayles Woods Hole Oceanographic Institution, MA, USA / The Recycling of Biogenic Material at the Seafloor. <http://eesc.ldeo.columbia.edu/courses/w4937/Readings/Kvenvolden.1993.pdf>
10. Lowrie A., Max M. D. (1999) The extraordinary promise and challenge of gas hydrates. *World Oil*. 220. No 9. P. 49 – 55.
11. Pedchenko, L., & Pedchenko M. (2012). Substantiation of Method of Formation of Ice Hydrate Blocks with the Purpose of Transporting and Storage of Hydrate Gas. *Scientific Bulletin DGU*. 127(1). 28-34.
12. Pedchenko, L., & Pedchenko, M (2015). Elements of the technology of storage gases in the gas hydrate form. *Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining*. Bondarenko, Kovalevs'ka & Ganushevych (eds). Taylor & Francis Group, London. 509-516.
13. Pedchenko, M., & Pedchenko, L. (2016). Technological complex for production, transportation and storage of gas from the offshore gas and gas hydrates fields. *Mining of Mineral Deposits*. 10(3), 20-30.
14. Rehbinder, G. (1980). A Theory about Cutting Rock with Water Jet. *Rock Mechanics*, 12(3-4), 247-257.
15. A Theory About Cutting Rock With a Water Jet By G. Rehbinder / *Rock Mechanics* 12, 247--257 (1980). <http://dx.doi.org/10.1007/bf01251028>.
16. Shnyukov, E., Gozhik, P., Krayushkin, V., & Klochko, V. (2007). On the Eve of the World of Submarine Methane Hydrate Extraction. *Reports of National Academy of Sciences of Ukraine*, (6), 125-134.
17. Takahashi H. & Tsuji Y. (2004) Japan explores for hydrate in the Nankai Trough. *Oil and Gas J.* – No 33. – P. 48.
18. Helgerud M. B. (2001). Wavespeeds in gas hydrate and sediments containing gashydrate: A laboratory and modeling study. Ph.D. thesis. Stanford Univ. Press. Stanford, Calif. 167 p.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Запропоновано технологію розробки газогідратних покладів на основі свердловинного гідровидобутку без витрати енергії на фазовий перехід.

Мета. Обґрунтування і розроблення принципової схеми, прийнятної для існуючого рівня техніки, способу видобування газових гідратів морських родовищ.

Результати. Обґрунтовано основні процеси способу вилучення газогідрату із продуктивного пласта без витрати енергії на фазовий перехід на основі технології свердловинного гідровидобутку.

Наукова новизна. Встановлено і обґрунтовано прояв комплексу чинників в процесі дії затоплених струменів на газогідрат в умовах його природного залягання. Обґрунтовано можливість вилучення газогідрату із продуктивного пласта без витрати енергії на дисоціацію шляхом створення умов його перекристалізації у результаті сумісної дії затоплених струменів морської води і комплексу супутніх процесів. Теоретично обґрунтовано фізичні основи процесів збагачення і концентрування газових гідратів у гірничій виробці.

Ключові слова: свердловинний гідровидобуток, газогідратний пласт, дисоціація, збагачення, фазовий перехід.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Предложена технология разработки газогидратных залежей на основе скважинной гидродобычи без затрат энергии на фазовый переход.

Цель. Обоснование и разработка принципиальной схемы, приемлемой для существующего уровня техники, способа добычи газовых гидратов морских месторождений.

Результаты. Обоснованно основные процессы способа извлечения газогидрата из продуктивного пласта без затрат энергии на фазовый переход на основе технологии скважинной гидродобычи.

Научная новизна. Установлено и обосновано проявление комплекса факторов в процессе действия затопленных струй на газогидрат в условиях его естественного залегания. Обоснованно возможность извлечения газогидрата из продуктивного пласта без затрат энергии на диссоциацию путем создания условий его перекристаллизации в результате совместного действия затопленных струй морской воды и комплекса сопутствующих процессов. Теоретически обоснованно физические основы процессов обогащения и концентрирования газовых гидратов в горной выработке.

Ключевые слова: скважинная гидродобыча, газогидратный пласт, диссоциация, обогащение, фазовый переход.

ABOUT AUTHORS

Larysa Pedchenko, Candidate of Technical Science, Senior lecturer of the Department extract the oil and gas and geotechnics, National Technical Yuri Kondratyuk University, Pershotravneva av. 24, 36011, Poltava, Ukraine. E-mail pedchenkomm@ukr.net

Nazar Pedchenko, Master of the physics-power engineering faculty, V.N. Karazin Kharkiv National University, 4 Svobody Sq., Kharkiv, 61022, Ukraine.



УДК 332.1:711.4(15)

ОСВОЄННЯ ПІДЗЕМНОГО ПРОСТОРУ В КОНЦЕПЦІЇ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ВЕЛИКИХ МІСТ

Г.І. Гайко^{1*}

¹КПІ ім. Ігоря Сікорського

*Відповідальний автор: e-mail: gayko.kpi@meta.ua , тел.050 921 94 59

UNDERGROUND SPACE IN THE CONCEPT SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF LARGE CITIES

Hennadii Haiko^{1*}

¹Igor Sikorski Kyiv Polytechnic Institute

* Viewed by the author: e-mail: gayko.kpi@meta.ua , tel.050 921 94 59

ABSTRACT

Purpose. Characterized the main features of the concept of sustainable development of large cities and their differences from the traditional approaches of urban development.

Findings. Conclusions are made regarding prospects and ways of development of underground space in the medium term.

Originality. The tasks of urban metropolitan urban development in accordance with the concept of sustainable development are outlined.

Keywords: sustainable development, metropolis, underground urbanization, urban underground construction, systematic approach.

1.ВСТУП

Прогресивною містобудівельною тенденцією в США та ЄС є реалізація моделі «компактного міста», а найбільш поширеним підходом до сучасного планування мегаполісів – забезпечення сталого розвитку, важливою складовою якої у великих містах є розвиток підземної урбаністики [1, 2]. Цей підхід передбачає здатність задовольняти нинішні потреби суспільства без шкоди і втрат для майбутніх поколінь. Підтримання та покращення якості життя й довгострокового екологічного балансу належать до найважливіших суспільних потреб, тому суттєвим аспектом сталого розвитку є здатність реагувати на можливі зміни навколишнього середовища й мінімізувати техногенні впливи [3 – 7].

Сталий міський розвиток враховує фактори економічної ефективності, функціональності, безпеки, довговічності та естетичних чинників міста в цілому. Дана концепція змінює масштаб багатьох інженерних проєктів. Техніка сталого розвитку передбачає, що інженери повинні відійти від традиційного бачення локальних завдань і розглядати проєкти в рамках значно більшої природно-технічної та соціальної системи. Необхідно передбачати функціональність і управління в рамках проєкту протягом тривалого часу, можливо й поза строками служби запроєктованих об'єктів. Це особливо актуально у відношенні до підземної інфраструктури, яка може використовуватися протягом

сторіч. Її вплив на суспільство може бути широко розповсюдженим і надзвичайно корисним, а відмова від неї – мати негативні наслідки для розвитку міста.

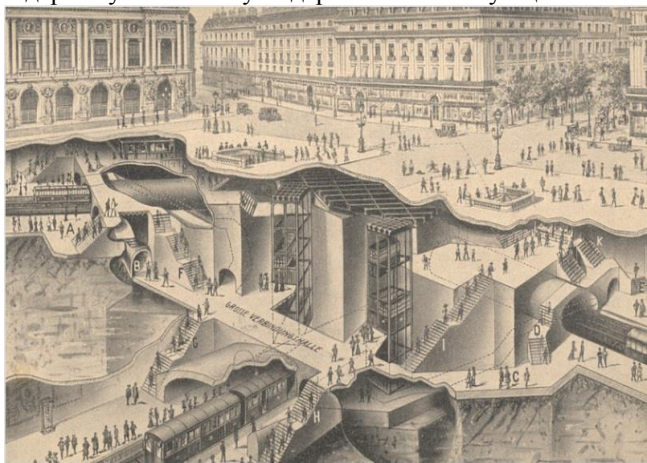
Підземний простір повинен забезпечити трьохмірну свободу пересування людей, матеріальних, водних і енергетичних ресурсів до малодоступних об'єктів у щільно забудованих районах міста (рис. 1). Мільйони людей покладаються на підземні комунікації, що надійно забезпечують зручність і комфорт. Таким чином, впровадження нової підземної інфраструктури стимулює й підтримує сталий розвиток міст, стає його невід'ємною частиною. При цьому добре спланована й правильно експлуатована підземна інфраструктура підвищує якість життя, енергетичну ефективність і екологічну безпеку більшою мірою, ніж аналогічна система на поверхні.

2.ОСНОВНА ЧАСТИНА

Для реалізації концепції сталого розвитку підземної урбаністики необхідне системне вирішення комплексу важливих задач [8 – 16]:

1. Треба покращити стратегічну координацію розвитку підземної інфраструктури, що вимагає створення формальної адміністративної підтримки розвитку підземної урбаністики. Створення відповідного адміністративного органу забезпечить скоординоване планування підземного простору міста, підготовку необхідних будівельних норм і правил;

дозволить збирання, архівування й доступ до відповідної інформації для оперативного прийняття рішень і виконання проектних робіт. Подібна координація може також призвести до покращення управління науково-дослідними інвестиціями, прискорить видачу дозвільних документів, забезпечить підтримку з боку держави й муніципальної



адміністрації. На рівні державного законодавства повинні бути розглянуті моделі власності на георесурси надр і прийняті рішення щодо форм приватної та муніципальної власності на об'єкти підземного простору.

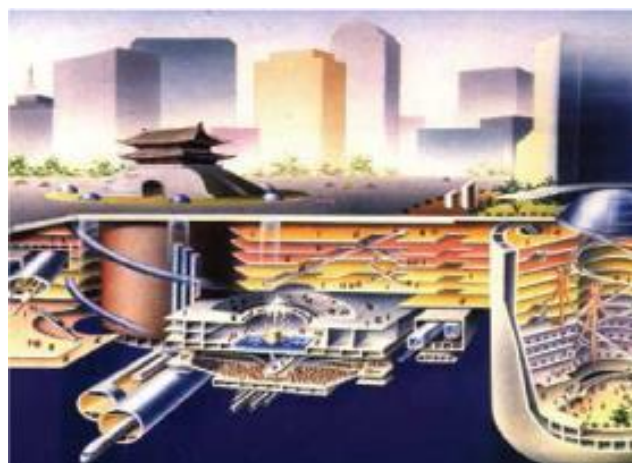


Рис. 1 - Проекти освоєння підземного простору початку XX і початку XXI ст. (транспортна складова проекту «підземного Токіо» вже збудована)

2. Необхідний розширений і скоординований зв'язок зацікавлених сторін (інвесторів, міських і державних адміністрацій, геобудівельних організацій, проектних, наукових і освітніх центрів) і створення спільного товариства з розвитку підземної урбаністики для довготривалої взаємодії та управління життєвим циклом підземних об'єктів. Потрібне більш глибоке розпізнавання взаємних залежностей між структурно-функціональними, економічними, технологічними й природничими факторами будівництва «підземного міста» та його взаємодії з наземною забудовою й інфраструктурою. Це потребує розробки концептуальних моделей складних взаємовпливів між урбаністичними системами (природне й інженерне середовище, людина та суспільство, будівельна техніка й технологія, транспорт тощо) для розуміння взаємодії систем, зменшення ризиків і ефективного управління в умовах розвитку технологій, соціальних умов і очікувань. Для даного аналізу варто розглядати нормальні й найгірші сценарії, оптимізуючи інтерфейси у відповідності до строків планувальних рішень.

Доцільно звернути увагу на ту обставину, що рішення про підземні інфраструктурні проекти часом приймаються групами з конкуруючими економічними й політичними інтересами. Розробка майстер-планів розвитку підземної урбаністики може зменшити гостроту конкурентних протистоянь, оскільки при плановому створенні великого «підземного міста» привабливих об'єктів вистачить для великої кількості інвесторів.

Забезпечення сталого розвитку міста потребує міждисциплінарних зусиль протягом усього життєвого циклу міської інфраструктури. Ефективність робіт збільшується коли інженери-проектувальники підземних комплексів розуміють складні соціальні й економічні фактори, а містобудівники мають

реалістичні очікування по відношенню до підземного простору. Врахування ризиків при екстремальних явищах (терористичні акти, військові дії, стихійні лиха, техногенні й екологічні катастрофи) може сприяти розширеному освоєнню підземного простору, менш вразливого до наслідків вказаних явищ. Тут слід передбачати й враховувати поведінку людини в умовах постійно змінного міського середовища і відповідним чином створювати умови для розуміння мешканцями підвищеної безпеки підземних споруд у різних некорисних обставинах.

3. Необхідно створити банк даних існуючих підземних споруд і організацій-власників та розробити спільні норми і правила моніторингу стану об'єктів і технічного обслуговування мереж підземних виробок для забезпечення надійності та безпеки їх функціонування. Оскільки окремі власники (організації) мають справу з підземними спорудами різного призначення (транспортні, енергетичні, суспільні, безпекові тощо), то для забезпечення координації й управління всією мережею підземних виробок необхідна незалежна моніторингова служба, яка б охоплювала усі без виключення типи підземних споруд.

4. Слід вдосконалювати наукові та освітні програми, які просувають прогресивні технології підземного будівництва, зокрема технології матеріалів, роботизовані технології будівництва, лазерні системи наведення, геоінформаційні системи, системи комп'ютерного аналізу та візуалізації підземних комплексів, які покращують можливості планування, проектування, моделювання та зниження ризиків. Освітні та наукові програми повинні взаємодіяти з практикою й досвідом підземного будівництва, причому слід активно залучати міжнародний досвід і технології, а також досягнення з інших галузей знань. Важливою складовою сталого розвитку підземної урбаністики є збереження кращих наукових і

виробничих колективів після завершення чергового об'єкту, тобто міське підземне будівництво повинно мати сталий плановий характер. Те саме стосується й безперервності фінансування наукових і освітніх програм, які повинні бути все більш міждисциплінарними. Цьому може сприяти розвиток міжуніверситетських консорціумів і міжвідомчих наукових центрів з освоєння підземного простору мегаполісів. Як показують спостереження, знання геобудівельних технологій випускники технічних університетів здебільшого отримують від своїх наставників під час виробничих практик або вже під час інженерної роботи в будівельних кампаніях. Така ситуація може задовольняти вимоги спорудження типових підземних об'єктів, проте обмежує доступ до наукової інформації й професійної майстерності для значних «особливих» об'єктів, яких будується все більше. Тому університетська магістратура повинна в своїх програмах надати можливість вивчення світового досвіду й технологічних досягнень на прикладі найбільш складних сучасних проектів.

5. Необхідно розробити підходи до оцінки потенціальних небезпек і ризиків освоєння підземного простору. Повна оцінка витрат та отриманих переваг повинні відбуватися на протязі життєвого циклу підземних об'єктів, тобто економічна оцінка повинна враховувати довгострокову перспективу, а також екологічні та соціальні аспекти розвитку міст. Сталий розвиток систем є пропорційним повноті інформації щодо об'єктивних переваг, недоліків, потенційних небезпек і ризиків об'єктів підземної інфраструктури та їх взаємодії в мегасистемі міста, що потребує розвинених систем прогнозування й моделювання систем високої складності, використання методів системного підходу. Задовільні моделі інтегрованих систем великих міст з урахуванням підземної урбаністики до сьогодні не розроблені.

6. Слід правильно враховувати людський фактор і можливість адаптації людини до умов підземного середовища. Воно може бути так само безпечним, привабливим, функціональним і здоровим як і простір на земній поверхні, а в деяких випадках, навіть більш надійним. Проте важко подолати психологічно негативне сприйняття «підземелля» частиною суспільства. Зміна негативної думки буде відбуватися з покращенням комфорту, зручностей, естетики та надійності підземних об'єктів у порівнянні з наземними, коли велика кількість людей об'єктивно визнає переваги й безпечність довготривалого перебування в підземному просторі.

Підтримання безпеки взаємодіючих підземних споруд різного призначення (наприклад метрополітен і сполученні з ним багатофункціональні комплекси) потребує вдосконалення систем протипожежного захисту, вентиляції, контролю стійкості споруд тощо. Розробка ефективних правил безпечної поведінки (не тільки на час будівництва, а й функціонування підземних споруд) повинна доповнювати інженерні рішення.

7. Слід розглядати підземний простір як цінний невідновлювальний георесурс мегаполісу. Він може активно сприяти сталому розвитку міста, якщо його осмислення, планування, будівництво та

використання базується на системних підходах, у довгостроковій перспективі й спільно з розвитком наземної урбаністики та захистом природного середовища. При цьому планування «підземного міста» повинно спиратися на районування території мегаполісу за сприятливістю підземному будівництву на основі геологічного моніторингу та з використанням геоінформаційних систем різного спрямування. Підземний простір не є альтернативою денній поверхні, проте значно сприяє сталому розвитку міст і має значний потенціал інфраструктурного забезпечення їх життєдіяльності. Політичні й адміністративні структури, наукова спільнота, суспільні організації повинні опрацювати й узгодити довгострокову концепцію розвитку підземної урбаністики, яка здатна виправдати очікування містян щодо комфортного мешкання в мегаполісах. Підтримка наукових досліджень, міжгалузевої освіти, професійних колективів геобудівельників та проектувальників підземної урбаністики забезпечить у відповідності з національними пріоритетами соціальний, економічно й екологічно привабливий розвиток сучасних великих міст.

3. ВИСНОВКИ

Світова практика містобудування свідчить, що одним з найбільш ефективних шляхів вирішення територіальних, транспортних, енергетичних, екологічних, водопостачальних і безпекових проблем мегаполісів є розвиток підземної урбаністики, тобто розміщення в підземному просторі міста численних споруд господарчого, комунального, транспортного, а в окремих проектах і житлового призначення

Глобальна зацікавленість в освоєнні підземного простору значною мірою зумовлена позитивними якостями підземних споруд, що дозволяє зменшити витрати енергії на опалення та охолодження приміщень, скоротити експлуатаційні видатки в порівнянні зі спорудами на поверхні, суттєво знизити впливи кліматичних умов.

Здатність породного масиву надійно захищати людей від небезпечних зовнішніх впливів дозволила широко використовувати підземні споруди як захисні об'єкти від засобів масового ураження, стихійних лих та техногенних катастроф.

Основною сучасною тенденцією освоєння підземного простору є комплексний розвиток з утворенням великих підземних об'єктів (Монреаль, Торонто, Токіо, Осака), причому багатофункціональні підземні комплекси поєднуються мережею транспортно-пішохідних тунелів між собою й будинками на поверхні.

Планується й новий підхід – створення «хмарочосів – навпаки», де крім господарчих і структурних підземних об'єктів будуть мати місце житлові комплекси.

Іншою важливою тенденцією є зростання рівня планування та системності освоєння підземних територій, об'єднання їх у «підземне місто» (прикладі – Гельсінкі, Токіо та ін.), чому передують розробка стратегічних майстер-планів розвитку підземної урбаністики.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Underground Engineering for Sustainable Urban Development/ P.H. Gilbert and others. – Washington: The National Academies Press, 2013. – 230 p.
2. European Parliament resolution of 9 July 2008 on «Towards a new culture of urban mobility». <http://www.europarl.europa.eu/portal/en>
3. Картозия Б.А. Освоение подземного пространства крупных городов. Новые тенденции/ Б.А. Картозия// Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 1. – С. 615 – 629.
4. Препотенська М. Homo Urbanus: феномен людини мегаполісу/ М. Препотенська. – Дніпропетровськ: Вид. Середняк Т.К., 2014. – 420 с.
5. Келемен Я. Город под землей/ Я. Келемен, З. Вайда/ Пер. с венг. Под ред. Г.Е. Голубева. – М.: Стройиздат, 1985. – 248 с.
6. Беляев В.Л. Основы подземного градостроительства. М. : МГСУ, 2012. 198 с.
7. Голубев Г.Е. Подземная урбанистика и город/ Г.Е. Голубев. – М.: МИКХиС, 2005. – 124 с.
8. Vähäaho I. Underground space planning in Helsinki // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. 2014. № 6. P. 387–398.
9. Pankratova N. Problems of Megapolises Underground Space System Planning/ N.Pankratova, G. Gayko, V. Kravets, I. Savchenko// Journal of Automation and Information Sciences. – Tom 48. – 2016. – № 4. – P. 32-38.
10. Гайко Г.І. Проблеми системного планування підземного простору великих міст/ Г.І. Гайко// Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». Вип. 25. – Київ: НТУУ «КПІ», 2014. – С. 35 – 40.
11. Захарченко П.В. Прогноз розвитку інфраструктури Києва в короткотерміновій перспективі/ П.В. Захарченко, Г.І. Гайко// Перша міжнародна науково-практична конференція «Регіональна політика: законодавча політика і практична реалізація». – Київ: КНУБА, 2015. – С. 25 – 33.
12. Захарченко П.В. Реалізація перспектив проєктів підземної урбаністики на засадах співпраці державного та приватного секторів/ П.В. Захарченко, Г.І. Гайко// Третя міжнародна науково-практична конференція «Регіональна політика: історія, політико-правові засади, архітектура, урбаністика». – Київ: КНУБА, 2017. – С. 28 – 29.
13. Гайко Г.І. Мегаполіс як система наземної й підземної урбаністики/ Г.І. Гайко, В.П. Булгаков// Качество минерального сырья. – 2014. – С. 315 – 321.
14. Гайко Г.І. Транспортноорієнтована природничо-технічна геосистема «геоурбаністика – геологічне середовище»/ Г.І. Гайко, В.Г. Кравець, В.П. Булгаков, Ю.І. Гайко. – Вісник НТУ «КПІ». Серія «Гірництво». – Київ: НТУУ «КПІ», 2015. – Випуск 29. – С. 18-24.
15. Гайко Г.І. Типізація геологічного середовища урбанізованих територій при освоєнні підземного простору/ Г.І. Гайко, Т.В. Кріль// XIV міжнародна науково-практична конференція «Сучасні інформаційні технології управління екологічною безпекою, природокористуванням, заходами в надзвичайних ситуаціях». – Київ, 2015. – С. 173 – 180.
16. Кауфман Л.Л. Большие подземные полости: дизайн и строительство/ Л.Л. Кауфман, Б.А. Лысков. – Донецк: Норд-Пресс, 2009. – 434 с.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Підземний простір слід розглядати як цінний невідновлювальний георесурс мегаполісу. Він може активно сприяти сталому розвитку міста, якщо його осмислення, планування, будівництво та використання базується на системних підходах, у довгостроковій перспективі й спільно з розвитком наземної урбаністики та захистом природного середовища.

Методика. Охарактеризовані основні риси концепції сталого розвитку великих міст і їх відмінності від традиційних підходів містобудування.

Результати. Розроблені концепти, щодо перспектив і способів системного освоєння підземного простору мегаполісів у середньо- та довгостроковій перспективі.

Практична значимість. Парадигма сталого розвитку передбачає, що інженери й проєктувальники повинні відійти від традиційного бачення локальних завдань і розглядати проєкти в рамках значно більшої природничо-технічної та соціальної системи. Це особливо актуально по відношенню до підземної інфраструктури, яка повинна утворювати багатofункціональне «підземне місто».

Наукова новизна. Окреслені задачі системного розвитку підземної урбаністики мегаполісів у відповідності до концепції сталого розвитку міста.

Ключові слова: сталий розвиток, мегаполіс, підземна урбаністика, міське підземне будівництво, системний підхід.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Подземное пространство следует рассматривать как ценный невозобновляемый георесурс мегаполиса. Он может активно содействовать устойчивому развитию города, если его осмысление, планирование, строительство и использование базируется на системных подходах, в долгосрочной перспективе и совместно с развитием наземной урбанистики и защитой природной среды.

Методика. Охарактеризованы основные черты концепции устойчивого развития крупных городов и их отличия от традиционных подходов градостроительства.

Результаты. Предложені концепты, раскрывающие перспективы и способы системного освоения подземного пространства в средне- и долгосрочной перспективе.

Практическая значимость. Парадигма устойчивого развития предполагает, что инженеры и проектировщики должны отойти от традиционного видения локальных задач и рассматривать проекты в рамках значительно большей естественно-технической и социальной системы. Это особенно актуально по отношению к подземной инфраструктуры, которая должна образовывать многофункциональное «подземный город».

Научная новизна. Обозначенные задачи развития подземной урбанистики мегаполисов в соответствии с концепцией устойчивого развития города.

Ключевые слова: устойчивое развитие, мегаполис, подземная урбанистика, городское подземное строительство, системный подход.

ABOUT AUTHORS

Генадій Гайко, доктор технічних наук, доктор будівництва, професор, перекладач, член Донецького відділення Наукового товариства імені Шевченка, член-кореспондент Академії будівництва України по відділенню «Будівництво шахт, рудників і підземних споруд», E-mail: gayko.kpi@meta.ua , тел.050 921 94 59.



УДК 622.245.73

НАДІЙНІСТЬ ПРОТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ – ВАЖЛИВИЙ ЧИННИК ПІДВИЩЕННЯ БЕЗПЕКИ ПРИ СПОРУДЖЕННІ ТА ОСВОЄННІ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Ю. Мосора¹, І. Костриба¹, М. Бембенек²

¹ Кафедра нафтогазового обладнання, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна

² Кафедра виробничих систем, Гірничо-металургійна академія ім. С. Сташиця, Краків, Польща

*Відповідальний автор: e-mail yuramosora@gmail.com, тел. +380958601575

RELIABILITY OF BLOWOUT EQUIPMENT – AN IMPORTANT FACTOR IMPROVING SAFETY IN THE CONSTRUCTION AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS WELLS

Y. Mosora¹, I. Kostryba¹, M. Bembenek²

¹ Department of Petroleum and Gas Equipment, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

² Department of Manufacturing Systems, AGH University of Science and Technology, Krakow, Poland

*Corresponding author: e-mail yuramosora@gmail.com, tel. +380958601575

ABSTRACT

Purpose. To characterize the modern technical level of annular preventers and to form basic directions for increasing their reliability.

Methods. This work is decisive and is based on the analysis of industrial information, own considerations, requirements of normative documents in force in the oil and gas industry and other literary sources concerning blowout equipment.

Findings. The conditions of operation of annular preventers are analyzed, the main factors influencing their reliability are formed.

Originality. A number of scientific and technical problems related to the design, manufacturing and operation of annular preventers have been made, the main directions of increasing their operational reliability have been formed.

Practical implications. The fulfillment of the above-mentioned tasks will enable to raise the level of fountain safety during the construction, development and workover of oil and gas wells.

Keywords: blowout equipment, reliability, annular preventer, sealing

1. ВСТУП

Перспективи розвитку нафтової та газової промисловості цілком і повністю залежать від результатів спорудження, експлуатації та ремонту свердловин. Актуальною є проблема забезпечення і підвищення фонтанної безпеки.

Аналіз показує, що в більшості випадків до відкритого фонтанування призводять порушення технології спорудження та ремонту свердловин, низька якість герметизуючих елементів устьового та противикидного обладнання та його монтажу. На етапах спорудження, освоєння та ремонту нафтових і газових свердловин їх устя повинно бути обладнане

надійним противикидним обладнанням (ПВО), що гарантує герметизацію свердловини в передаварійній ситуації та є останнім рубежем захисту від відкритих фонтанів. В сучасних умовах ефективність запобігання та ліквідації газонафтоводопровів (ГНВП) залежить від двох визначальних чинників – надійності устьового та противикидного обладнання і об'єктивного контролю технологічних параметрів процесу спорудження та ремонту свердловини.

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

На сьогоднішній день чинні Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України

(НРАОР 11.1-1.01-08) вимагають обов'язкового глушіння перед ремонтом усіх свердловин з пластовим тиском, що перевищує гідростатичний і свердловин, у яких зберігаються умови фонтанування або газонафто-водопроявів при пластових тисках нижчих від гідростатичного.

Крім того, устя свердловини повинне бути обладнане противикидним обладнанням згідно встановлених схем (ГОСТ 13862-90). Превентори превенторного блоку комплексів ПВО перекривають устя свердловини як при наявності в ній колони труб, так і при її відсутності в процесі спорудження або ремонтів, тим самим попереджаються викиди. Через маніфольд ПВО з регульованим тиском у свердловину подаються або з неї виходять флюїди (промивна рідина, продукція свердловини, тощо).

Типові схеми встановлюють мінімальне число необхідних складових частин превенторного блоку і маніфольду, які можуть доповнюватись і змінюватись відповідно до конкретних умов спорудження або ремонту свердловини. Схеми компоновки превенторної установки регламентуються стандартом ГОСТ 13862-90, стандартами організацій України (СОУ) та іншими

нормативно-технічними документами. Відхилення від стандартних схем, розширення і доповнення передбаченого ними переліку обладнання обов'язково погоджуються з місцевими органами Держпраці України та спеціалізованими аварійно-рятувальними службами.

Одна із типових схем обв'язки устя свердловини зображена на рис. 1.

Маніфольд являє собою систему трубопроводів, з'єднаних за певною схемою і обладнаних необхідною арматурою. Складається маніфольд з двох ліній (дроселювання і глушіння), які конструктивно виконані у вигляді блоків, з'єднаних з превенторним блоком магістральними лініями. В маніфольд входять: засувки з ручним і гідравлічним керуванням, дроселі з ручним і гідравлічним керуванням, зворотні клапани, гасителі потоку, манометри з запірним і розрядним пристроями та розділювачем середовищ. Блок дроселювання направляє потік рідини на сепаратори чи трапно-факельну установку, а блок глушіння може швидко з'єднуватись з викидними лініями насосних установок. Обидві лінії можуть працювати на прямий скид.

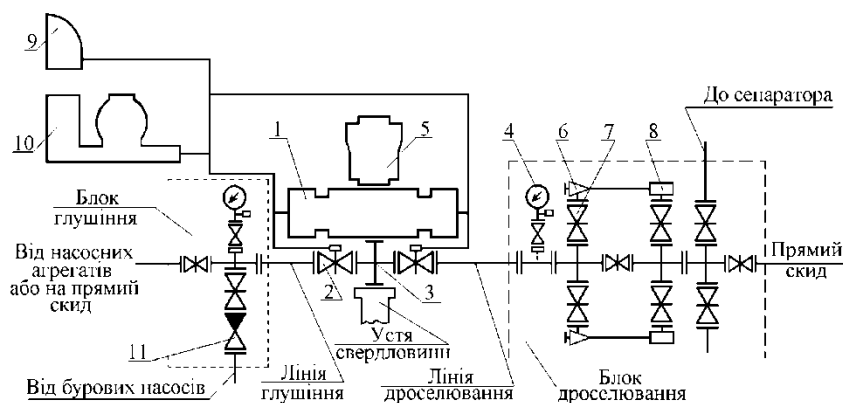


Рисунок 1. Типова схема обв'язки устя свердловини

1 - плашковий превентор; 2 - засувка з гідравлічним керуванням; 3 - устєва хрестовина; 4 - манометр; 5 - універсальний превентор; 6 - регульований дросель з ручним керуванням; 7 - засувка з ручним керуванням; 8 - гасник потоку; 9 - допоміжний пульт; 10 - станція гідравлічного керування; 11 - зворотній клапан

Основним елементом, що входять до комплексу ПВО, є превенторний блок, до складу якого входять різноманітні відомі наданий час пристрої для герметизації устя свердловини: плашкові та універсальні превентори, оберткові превентори, дивертори, тощо (Kostyba, I., & Shostakivskyi, I. (2014). Основним вузлом вказаних пристроїв є вузол ущільнення, конструктивні особливості якого визначають тип превентора, його функціональні можливості, довговічність та надійність.

За останні роки широкого використання набули універсальні превентори, які стали виконувати функцію основного елементу контролю над свердловиною в процесі ліквідації нафтогазо-проявлення. Цей факт пояснюється широкими функціональними можливостями вузла ущільнення універсальних превенторів, який дає можливість:

- загерметизувати свердловину за наявності в ній трубної колони будь-якого діаметра і форми перерізу труб (круглої, квадратної, шестикутної);
- загерметизувати свердловину за відсутності в ній трубної колони (повне закриття превентора);
- проводити спуск-підйом трубної колони при закритому превенторі і наявності тиску в свердловині;
- повертати в разі необхідності загерметизовану трубну колону.

Конструкція універсального превентора показана на рис. 2. Основні деталі превентора: корпус 3, кришка 1, конічний плунжер 4, ущільнювач 2. Превентор працює таким чином. При нагнітанні під тиском робочої рідини в камеру А для закриття превентора плунжер 4 піднімається вгору і своєю конічною поверхнею обтискає ущільнювач, який, деформуючись у радіальному напрямку, герметизує

трубну колону або за відсутності колони повністю перекриває прохід превентора. При нагнітанні робочої рідини в камеру **Б** відкриття превентора плунжер опускається вниз, витісняючи робочу рідину

з нижньої камери **А**, через зливну лінію системи гідрокерування. При цьому ущільнювальний елемент розтискається і набуває початкової форми.

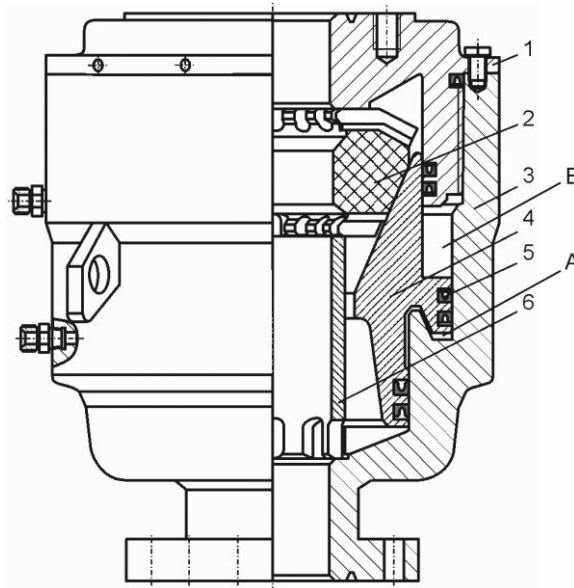


Рисунок 2. Універсальний превентор

1 – кришка; 2 – ущільнювальний елемент; 3 – корпус; 4 – плунжер; 5 – манжета; 6 – втулка

Основним елементом універсального превентора є гумометалевий ущільнювач, який представляє собою масивне кільце складної конфігурації (рис.3). Арматура надає ущільнювачу жорсткості, зменшує витискання гуми і забезпечує її радіальну деформацію. Елементи арматури – завулканізовані ребристі сталеві вставки, які обмежують витискання гуми в осьовому напрямку і забезпечують її радіальне переміщення при закритті превентора. Вставки виконані у вигляді двотаврової конструкції, що має верхню і нижню сегментні полицки, з'єднані між собою стержнем прямокутного перерізу.

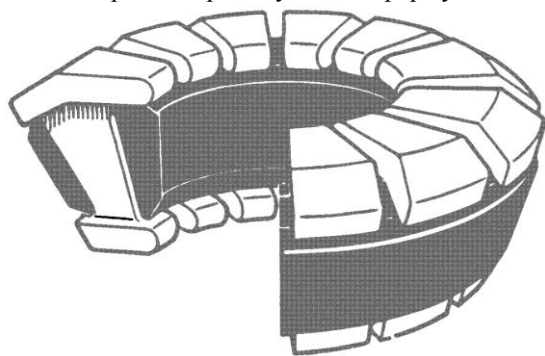


Рисунок 3. Ущільнювач універсального превентора

Виробники універсальних превенторів практикують виготовлення ущільнювальних елементів з гум, як на основі натурального, так і синтетичних (нітрильних, неопренових та ін) каучуків. Основні фактори, що впливають на вибір ущільнювального елемента – це температура експлуатації превентора, тип промивальної рідини (водна чи нафтова основа).

Процес герметизації труби превентором можна умовно розділити на два етапи: перший – обтискання

ущільнювального елемента з метою його радіальної деформації до моменту створення контакту між трубою і внутрішньою поверхнею ущільнювального елемента; другий – додаткове обтискання ущільнення з метою створення необхідного для герметизації контактного тиску між трубою і ущільненням.

Умови роботи противикидного обладнання, зокрема і універсального превентора, надто складні. Враховуючи операції, що проводяться на свердловині умовна можна виділити три режими роботи противикидного обладнання, а саме:

- режим оперативної готовності;
- режим герметизації свердловини при статичному положенні колони труб;
- режим виконання спуско-підйомних операцій під тиском.

В режимі оперативної готовності противикидне обладнання знаходиться у відкритому положенні, що дозволяє виконувати різноманітні технологічні операції з колоною труб та промивання свердловини при її спорудженні. В цей період значний вплив на елементи противикидного обладнання має промивальна рідина, що циркулює в свердловині. В своєму складі вона містить абразивні елементи, хімічні речовини, що є складовими обважнювачів. При спорудженні свердловини з досить великими глибинами промивальна рідина повертається від вибою на поверхню з підвищеною температурою. Всі ці чинники призводять до швидкого «старіння» гумово-технічних виробів противикидного обладнання, а саме ущільнювачів універсальних превенторів та ущільнень плашкових превенторів. Також промивальна рідина виносить на поверхню вибурений шлам із свердловини, що має властивість зашламовувати внутрішні порожнини

універсальних та плашкових превенторів, що в свою чергу перешкоджає закриттю превенторів в аварійних ситуаціях.

В режимі герметизації свердловини елементи превенторів піддаються дії значних внутрішніх тисків, що виникають під превентором в момент закриття свердловини. В цей період ущільнюючі елементи превенторів зазнають значних деформацій при обтисканні елементів бурильної колони або при закритті превентора «на нуль» за відсутності інструменту в свердловині.

Режим виконання спуско-підйомальних операцій під тиском є найбільш екстремальним і стосується впершу чергу універсальних превенторів. При зазначеному режимі ущільнювач універсального превентора повинен не лише забезпечити герметичність при нерухомій бурильній колоні, а й при протягуванні крізь нього як замків так і тіла бурильних труб.

Враховуючи описані вище умови роботи противикидне обладнання досить часто виходить з

ладу. Під час експлуатації обладнання з ладу можуть виходити такі елементи противикидного обладнання: головна система керування, елементи ліній глушіння та дроселювання, плашкові превентори, універсальний превентор, тощо.

Зважаючи на високу роль універсальних превенторів при ліквідації нафтогазопроводів відмова останніх призводить до надзвичайних аварійних ситуацій на свердловинах, що переростають у викиди, відкриті фонтани, пожежі, вибухи. Наслідки таких аварій можуть призводити до виникненню нещасних випадків на буровій, значних екологічних забруднень навколишнього середовища, великих матеріальних затрат. Яскравим прикладом такої аварії є аварія, що сталася в Мексиканській затоці на глибоководній платформі Deepwater Horizon у квітні 2010 року, однією з основних причин якої була відмова противикидного обладнання, а саме універсального превентора.

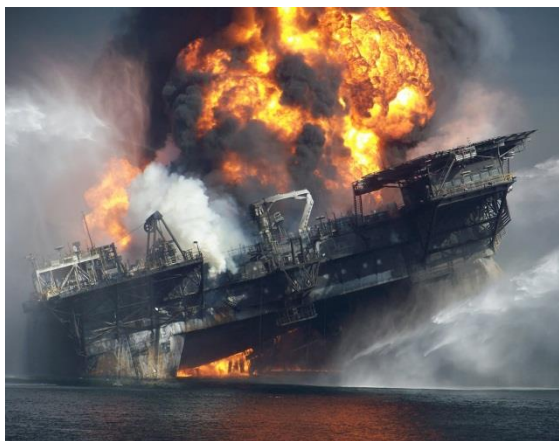


Рисунок 4. Аварія на глибоководній платформі Deepwater Horizon

Відповідно до вище наведеного слід зазначити, що до противикидного обладнання висуваються високі експлуатаційні вимоги, головною з яких є висока експлуатаційна надійність.

Як відомо (DSTU 2860-94) до показників надійності відносяться показники безвідмовності, довговічності, ремонтпридатності та збережуваності. Всі, без винятку, перелічені показники надійності в тій чи іншій мірі визначають технічний рівень плашкових і універсальних превенторів. Зупинимось більш детально на показниках довговічності та збережуваності, які суттєво впливають на рівень безпеки при спорудженні та освоєнні нафтогазових свердловин.

Надійність універсального превентора визначається його якістю — комплексом властивостей, які формуються в процесі проектування, забезпечуються при виготовленні та підтримуються в процесі експлуатації. Особливу увагу слід приділяти до якості основного елемента універсального превентора - ущільнювача. Останній повинен: бути стійким до дії різноманітних за хімічним складом нафтичних у свердловині середовищ; мати достатньо високі ресурсні показники;

витримувати великі перепади тисків; мати високу міцність і жорсткість конструкції, в тому числі і в умовах великих деформацій гуми; мати високу еластичність і невеликий рівень залишкових деформацій. Зазначені вимоги до ущільнювача превентора створюють суттєві труднощі при його проектуванні та виготовленні.

У даний час накопичено значний обсяг промислової інформації щодо причин та механізму руйнування ущільнювача. Найбільш характерні причини відмови превентора – розрив внутрішньої поверхні ущільнювача; відрив гуми від арматури; великі залишкові деформації ущільнювача, що призводить до зменшення його прохідного отвору; заклинювання внаслідок забруднення та зашламлення.

Світовий досвід виробництва та експлуатації універсальних превенторів засвідчив, що їх довговічність доцільно характеризувати такими експлуатаційними показниками:

- кількість циклів закриття – відкриття превентора на трубі під тиском;

- кількість циклів закриття – відкриття превентора за відсутності ущільнювальної труби в превенторі (закриття на «нуль»);
- сумарна довжина протягування гладкої труби через закритий превентор під тиском;
- кількість замків/муфт колони труб, які можна протягнути через ущільнювальний елемент під тиском.

Деякі з вказаних показників нормовані, інші визначаються з світового досвіду експлуатації універсальних превенторів. Орієнтовані чисельні значення показників довговічності універсальних превенторів кращих світових фірм-виробників наведено в таблиці 1.

Таблиця 1. Довговічність універсальних превенторів закордонного виробництва

Показник надійності	Універсальні превентори фірм		
	Hydril	Shaffer	Cameron
Кількість циклів закриття на «нуль» при робочому тиску	2	10	3
Кількість циклів закриття на трубі при робочому тиску	300	500	365
Сумарна довжина протягнутих через ущільнювач труб із замками під робочим тиском, м	2200	30000	15000

Розробники та виробники універсальних превенторів набули великого досвіду їх проектування та виготовлення. Кращі зразки превенторів мають достатньо високий технічний рівень, забезпечують значний технічний ресурс ущільнювача. На рисунку 5, б показано зовнішній вигляд відпрацьованого ущільнювача превентора типу Shaffer, який пропустив через себе під тиском 10000 м гладкої труби і 1000 бурових замків.



Рисунок 5. Зовнішній вигляд нового (а) і відпрацьованого (б) ущільнювача превентора фірми Shaffer

Великі ризики руйнування ущільнювача превентора мають місце при виконанні спуско-підймальних операцій під тиском, при розходжуванні бурильної колони. При цьому необхідно дотримуватися двох основних вимог: бурильні труби повинні мати замки із спеціальними фасками для покращання умов їх входження і виходу із ущільнювача; тиск у камері закриття превентора повинен бути мінімальний, але достатній для герметизації трубної колони. Для підвищення надійності ущільнювача при виконанні вказаних операцій постає актуальне питання визначення жорсткісної характеристики ущільнювача, що потребує встановлення закономірності поведінки ущільнювача в процесі його навантаження, вивчення характеру і закону розподілу деформацій і напружень в ньому. Враховуючи те, що ущільнювач – це складна

гумометалева конструкція, яка працює в режимі великих деформацій, розрахунок ущільнювача можливий тільки при використанні нелінійної теорії пружності.

Слід зазначити, що у даний час недостатньо конкретизовано критерії відмови ущільнювача, його нормативні ресурсні показники, що пояснюється, насамперед, різноманітністю умов та режимів експлуатації превенторів. Найпоширенішими критеріями оцінювання придатності ущільнювача є результати візуального контролю, а також випробування на герметичність при робочому тиску.

Як зазначалося вище, універсальний превентор відноситься до категорії обладнання з специфічним режимом роботи. Він повинен постійно перебувати в режимі оперативної готовності. Експлуатаційна придатність ущільнювача може обмежуватися як відпрацьованим ресурсом, так і дією навколишнього середовища, яке призводить до старіння гуми. У процесі старіння погіршується еластичність гуми, підвищується твердість, на поверхні виробу з'являються тріщини.

У зв'язку з наведеним, ущільнювач превентора, який тривалий час не використовувався або був на зберіганні, повинен пройти контроль на твердість поверхні гуми і наявність тріщин на поверхні. Якщо твердість за Шором А вища початкової на 15 і більше одиниць, ущільнювач вважається непридатним до подальшої експлуатації. Номінальні значення твердості нових ущільнювачів універсальних превенторів вказуються в експлуатаційній документації і складають 70-85 одиниць. Замір твердості слід проводити при температурі 20 ÷ 35 °С.

Підприємства-виробники превенторів в експлуатаційних документах дають рекомендації щодо зберігання і експлуатації ущільнювачів. Зазвичай, гарантійний термін складає не більше 3 роки, навіть у тому випадку, коли ущільнювач

зберігався на складі без доступу сонячного світла, на відстані від джерела тепла.

При зберіганні превенторів і ущільнювачів у складських умовах, а також на об'єктах бурових підприємств необхідно дотримуватися загальних вимог щодо зберігання гумових виробів.

3. ВИСНОВКИ

На даний час відомі окремі теоретичні та експериментальні дослідження що стосуються проектування та експлуатації універсальних превенторів.

Однак результати цих досліджень недостатні для реалізації системного підходу до розроблення та освоєння надійних конструкцій універсальних превенторів загалом та їх вузла ущільнення зокрема. Перш за все не має науково-обґрунтованої методики розрахунку геометричних та силових параметрів вузла універсального превентора та ущільнювача, яка б забезпечила герметизаційну здатність превенторів усіх передбачених стандартом типорозмірів. Не вивчено також і вплив геометрії арматури ущільнювача на напружено-деформований стан гуми ущільнювача.

Зважаючи на те, що ущільнювач працює в закритому корпусі і доступу в процесі експлуатації

до нього немає актуальним є питання контролю технічного стану ущільнювача в процесі експлуатації превентора, прогнозування його ресурсу, розроблення відповідних критеріїв оцінки технічного стану.

Отже, забезпечення надійності універсальних превенторів – це комплекс складних науково-технічних задач, вирішення яких дозволить значно підвищити фонтанну безпеку при спорудженні, освоєнні та ремонті нафтогазових свердловин.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCE

1. NPAOP 11.1-1.01-08 Pravyla bezpeky u naftohazovydobuvnii promyslovosti Ukrainy.
2. GOST 13862-90 «Oborudovanie protivovybrosovoe. Tipovye skhemy, osnovnye parametry i tekhnicheskie trebovaniya k konstruktsii»
3. GOST 12.2.115-86 Oborudovanie protivovybrosovoe. Trebovaniya bezopasnosti.
4. Kostryba, I., & Shostakivskyi, I. (2014). Humovi tekhnichni vyroby v naftohazovomu obladdnanni (p. 324). Ivano-Frankivsk: IFNTUOG.
5. DSTU 2860-94. Nadiinist tekhniky. Terminy ta vyznachennia .

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Охарактеризувати сучасний технічний рівень універсальних превенторів та сформулювати основні напрямки підвищення їх надійності.

Методика. Дана робота є постановочною і ґрунтується на аналізі промислової інформації, власних міркувань, вимог діючих в нафтогазовій галузі нормативних документів та інших літературних джерел, що стосуються противикидного обладнання.

Результати. Проаналізовано умови роботи універсальних превенторів, сформовано основні чинники, що впливають на їх надійність.

Наукова новизна. Висунуто ряд науково-технічних проблем, що стосуються проектування, виготовлення та експлуатації універсальних превенторів, сформовано основні напрямки підвищення їх експлуатаційної надійності.

Практична значимість. Виконання зазначених вище завдань дасть можливість підвищити рівень фонтанної безпеки в процесі спорудження, освоєння та ремонту нафтових і газових свердловин.

Ключові слова: противикидне обладнання, надійність, універсальний превентор, герметизація

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Охарактеризовать современный технический уровень универсальных превенторов и сформировать основные направления повышения их надежности.

Методика. Данная работа является постановочной и основывается на анализе промышленной информации, собственных соображений, требований действующих в нефтегазовой отрасли нормативных документов и других литературных источников, касающихся противовибросового оборудования.

Результаты. Проанализированы условия работы универсальных превенторов, сформированы основные факторы, влияющие на их надежность.

Научная новизна. Выдвинут ряд научно-технических проблем, касающихся проектирования, изготовления и эксплуатации универсальных превенторов, сформированы основные направления повышения их эксплуатационной надежности.

Практическая значимость. Выполнение указанных выше задач позволит повысить уровень фонтанной безопасности в процессе сооружения, освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова: противовибросовое оборудование, надежность, универсальный превентор, герметизация

ABOUT AUTHORS

Yurii Mosora, Assistant of the Department of Petroleum and Gas Equipment, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Karpatska st. 15, 76019, Ivano-Frankivsk, Ukraine E-mail: yuramosora@gmail.com

Ivan Kostryba, Candidate of Technical Science, Assistant Lecturer of the Department of Petroleum and Gas Equipment, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Karpatska st. 15, 76019, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Michał Bembenek, PhD, Assistant Lecturer of the Department of Manufacturing Systems Faculty of Mechanical Engineering and Robotics, AGH University of Science and Technology, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, Poland, E-mail: bembenek@agh.edu.pl



УДК 62-1/-9

ВІДНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОБУРІННЯ В УКРАЇНІ

В. П. Червінський^{1*}, Р. Ю. Мельник¹

¹Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»;

*Відповідальний автор: e-mail: chervinpench@ukr.net, тел. (050) 634-10-22.

RETURNING OF ELECTRODRILLING IN UKRAINE

V. Chervinsky^{1*}, R. Melnyk¹

¹National Technical University "Kharkiv Polytechnical Institute";

* Viewed by the author: e-mail: chervinpench@ukr.net, tel. (050) 634-10-22.

ABSTRACT

Purpose. The article gives information about the history of the occurrence of electodrills and their use, a comparison of drilling with turbine rotor drilling in a certain area is given, features of the electrodrill construction, layout of the bottom of the drill column during drilling with electrodrill are considered.

Findings. The technical data of some types of electrodrills are given, the main advantages and disadvantages of electrodrill are considered in detail.

Practical implications. In the end, the authors express an opinion on the prospects for the use of electrodrill particularly in Ukraine.

Keywords: *electrodrill, drilling pipes, wells, asynchronous motor, drill column, horizontal directional wells.*

1. ВСТУП

У світовій практиці, при бурінні нафтових і газових свердловин, застосовуються такі способи буріння:

- роторний, коли обертання долота передається колоною бурильних труб, що обертається;
- буріння турбобуром - гідравлічним забійним двигуном, коли бурова колона здійснює поступальний рух, а обертання долота забезпечується турбінним двигуном;
- буріння гвинтовими гідравлічними двигунами - найбільш сучасний спосіб буріння, при якому долото обертає ротор гвинтової пари;
- буріння електробурів, коли обертання долота передається асинхронним трифазним електродвигуном, пов'язаним з поверхнею кабельними секціями.

Застосування в якості забійного агрегату електродвигуна, з'єданого з долотом, пропонувалося багатьма винахідниками в різних країнах світу з давніх часів.

Ідея перенесення бурового електродвигуна на забій свердловини належить інженеру В. І. Делову, який запропонував в 1897 р. електричний автоматичний апарат для ударного буріння, який спускався в свердловину на канаті.

З початку 20-го століття багатьма вченими і фірмами були запропоновані різні конструкції

електробурів. Так, в 1912 р в Румунії, інженер Кант застосував електробур своєї конструкції при бурінні свердловини в районі Кимпіна. Однак цей електробур був вкрай недосконалий, його доводилося піднімати на поверхню після кожного метра проходки.

Для зниження числа обертів долота, товариство «Сітроен» запропонувало в 1918 р. з'єднати електробур з багатоступеневим редуктором оригінальної конструкції, який мав невеликі габаритні розміри.

У 1947 р. в США вперше був випробуваний спусковий на кабелі-канаті електробур системи А. Арутюнова (фірма «Реда»). Промислові випробування проводили в Оклахомі при бурінні до 400 м алмазними долотами в пропластки міцної гірської породи потужністю до 20 м. При цьому механічна швидкість становила 2 - 4 м / г, що можна пояснити невеликою потужністю електробура і малими осьовими навантаженнями на долото. За наявними даними при бурінні електробурів цього типу було кілька прихватів із залишенням усього агрегату на забої свердловини.

Вперше конструкція електробура, що знайшла промислове застосування, була створена в Радянському Союзі в 1937 – 1940 р. інженерами А. П. Островським, Н. В. Александровим, Н. Г. Григоряном, А. Л. Ільським і іншими.

Перший електробур, за допомогою якого в Азербайджані була успішно пробурена свердловина глибиною близько 1500 м, складався з трифазного чотириполюсного електродвигуна потужністю 70 кВт, планетарного одноступінчастого редуктора, який знижував швидкість обертання двигуна в 4 рази (з 1450 до 363 об / хв), і шпинделя, який з'єднував редуктор з долотом. Зовнішній діаметр електробура становив 324 мм, довжина - 8,5 м.

У 1947 р. дослідно-конструкторські роботи зі створення електробурів поновилися. У 1948 році були виготовлені перші безредукторні електробури з зовнішнім діаметром 250 мм. Випробування на промислах Азербайджану в 1948 – 1950 р. і в Башкирії в 1950 – 1951 р. підтвердили їх ефективність. З 1952 р. в цих районах почалося дослідно-промислове буріння електробурами. Були створені спеціалізовані цехи електробуріння, при цьому були досягнуті високі технічні показники буріння. Надалі електробуріння знайшло застосування на промислах України, Куйбишевської області, Туркменії.

Науково-дослідні та експериментально-конструкторські роботи з удосконалення комплексу обладнання електробурових установок і відпрацювання технології буріння електробурами проводилися спочатку Спеціальним

конструкторським бюро № 1 Міністерства нафтової промисловості, потім Всесоюзним інститутом бурової техніки (ВНДІБТ) в співдружності з Харківським електромеханічним заводом, Всесоюзним електротехнічним інститутом (ВЕІ), НДІ кабельної промисловості, конторами буріння та іншими підприємствами і науково-дослідними інститутами, а з 1963 р. Спеціальним конструкторсько-технологічним бюро з електробуріння та ВНДІБТ.

З початку впровадження електробурів з їх застосуванням пробурено понад 12 млн. м гірських порід. Багаторічний досвід їх застосування в виробничих об'єднаннях «Башнефть», «Туркменнефть», «Азнефть» і «Укрнафта» показали ефективність електробуріння. Швидкість буріння та інші техніко-економічні показники буріння в порівнянних умовах в 1,3 - 1,8 рази вище при бурінні електробурами, ніж іншими широко вживаними видами приводу долота (гідравлічними забійними двигунами і ротором). При цьому вартість одного метра проходки дешевше на 10 – 15 %, витрата електроенергії менше (в 1,5 рази) і бурильних труб (в 2 рази), а також всього бурового обладнання в результаті здійснення технологічного процесу на більш раціональних режимах і при менших тисках в системі промивки.

Основні показники електробуріння наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 - Показники електробуріння в порівнянних умовах з турбінно-роторним бурінням в Долинському н / п районі («УКРНАФТА»)

№ Пп	Показники	1971-1972 г.		1980-1981 г.		2001-2002 г.	
		Електро-буріння	Турбінно-роторне буріння	Електро-буріння	Турбінно-роторне буріння	Електро-буріння	Електро-буріння
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Середня глибина свердловини, м	2610	2610	3550	2616	2951	2950
2	Проходка на долото, м	23,7	15,0	12,5	13,3	22,3	24,2
3	Механична швидкість, м/год	2,6	2,0	2,3	2,0	2,4	1,3
4	Комерційна швидкість, м/в міс.	600	480	359	281	438	345
5	Собівартість 1 м проходки	94,8 (руб. SU)	106,4 (руб. SU)	267,3 (руб. SU)	321,4 (руб. SU)	1853,4 (грн. UA)	1872,2 (грн. UA)

2.ОСНОВНА ЧАСТИНА

Особливості конструкції. Конструкція електробура представлена на рис. 1.

Електробур складається з асинхронного наповненого маслом двигуна з короткозамкненим ротором і наповненого маслом шпинделя з потужними упорними і радіальними підшипниками.

Корпуси двигуна і шпинделя з'єднуються за допомогою конічних різьб. Обертаючий момент двигуна передається на вал шпинделя через зубчасту передачу.

Основними частинами двигуна є статор і ротор. У корпусі статора запресовані 11 - 13 пакетів з магнітопровідних листів. Між ними розташовані короткі пакети з немагнітопровідного матеріалу. Вони служать опорою для підшипників ротора.

Ротор двигуна складається з секцій з короткозамкненими клітинами. Останні виконані шляхом заливання алюмінію в пази пакетів магнітопровідних листів. У двигунах деяких типів короткозамкнута клітина ротора зварена з мідних стержнів, закладених в пази, і короткозамикаючих кілець. Секції насаджені на порожнистий вал і забезпечені від проворота шпонками.

У проміжках між секціями ротора встановлено радіальні підшипники, які зовнішньої обоймою спираються на немагнітопроводні пакети статора. Через центральний отвір в валу пропускається буровий розчин, який поглинає значну частину тепла ротора.

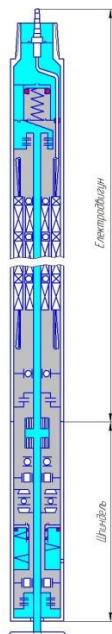


Рис. 1. Конструкція електробур

Верхній і нижній кінці валів герметизують торцеві сальники.

У верхній частині електробур закінчується головкою і шийкою під елеватор. У голівці розташований компенсатор, в якому міститься запас масла для компенсації витоків через ущільнення і створення надлишкового тиску в порожнині двигуна. Надмірний тиск створюється пружиною, що діє на поршень. Компенсатор дозволяє маслу розширюватися при нагріванні двигуна, виключаючи можливість виникнення надмірних тисків у порожнині двигуна.

Були розроблені:

- електробури в діаметрах 127, 164, 190, 240 і 290 мм;
- редуктори з різними передавальними числами;
- механізми викривлення;
- струмоприймачі;
- клапани зворотні;
- телеметричні системи;
- пристрої для контролю ізоляції та інше обладнання, що дозволяє вирішувати складні технологічні завдання при мінімальних витратах коштів.

У табл. 2 наведені технічні дані декількох типів електробурів.

Таблиця 2 – Технічні дані електробурів

Тип електробур	Діаметр, мм	Довжина, мм	Потужність номінальна, кВт	Напруга номінальна, В	Ток номінальний, А	Частота обертів, об/хв	Обертаючий момент, кН·м		ККД, %	Cos φ	Маса, кг
							Номінальний	Максимальний			
ЭП164-8-В5	164	11570±15	65	1100	89	675	0,900	1,890	60,0	0,64	1485±10
ЭП164-8М-В5	164	11950±15	65	1100	89	675	0,900	1,890	60,0	0,64	1506±10
ЭП190-8-В5	190	12882±15	125	1300	125	675	1,700	3,570	67,5	0,66	2190±15
ЭП190-8М-В5	190	12840±15	125	1300	125	675	1,700	3,570	67,5	0,66	2175±15
ЭП215-8-В5	215	13794±15	175	1550	131	680	2,400	5,040	72,0	0,69	3020±25
ЭП215-8М-В5	215	13466±15	175	1550	131	680	2,400	5,040	72,0	0,69	2980±25
ЭП240-8-В5	240	13689±15	210	1700	144	690	2,800	7,000	75,0	0,66	3630±30
ЭП240-8М-В5	240	13546±15	210	1700	144	690	2,800	7,000	75,0	0,66	3583±30
ЭП290-12-В5	290	12766±15	180	1750	123	455	3,780	7,938	71,0	0,68	4650±40

Обслуговування та ремонт електробурів здійснюється на спеціальних базах.

Компановка низу бурової колони при бурінні електробурів виглядає наступним чином (від низу до верху):

1. Долото,
2. Шпіндель,

3. Механізм викривлення,

4. Ходова частина,

5. Телеметрична система (геофізичний пристрій контролю параметрів свердловини),

6. СКІТ (система контролю ізоляції токоподвода),

7. УБТ,

8. Бурильні труби (спеціальні, для електробуріння),

9. Ведуча труба (штанга),
10. Струмоприймач,
11. Вертлюг.

У трубах протягнуті і закріплені кабельні секції.

На поверхні встановлені:

1. Силовий трансформатор,
2. Розподільний пристрій управління і захисту електробура,
3. Наземний блок телесистеми.

Електробур з долотом опускають в свердловину на бурильних трубах, через які прокачують промивну рідину. Електроенергія до двигуна подається по кабельних секціях, закріплених в бурильних трубах.

Наявність в струмоприймачі скочуючих контактів дозволяє в разі необхідності повертати колону труб в процесі буріння або обертати провідну трубу при нарощуванні труб.

При бурінні похило-спрямованої свердловини застосовують механізм викривлення, з кутом відхилення 1, 1,5 і 2°. Цей механізм у вигляді окремого вузла монтується між двигуном і шпинделем.

Для контролю за траєкторією свердловини використовується пристрій орієнтування бурового інструменту (телеметричної системи) дає відомості про кути нахилу свердловини, азимут і положення відхилителя.

Для зменшення частоти обертання долота і підвищення обертального моменту застосовують редуктор.

Електробури ефективно працюють при глибині до 7000 метрів при охолодженні прокачуваночим розчином при гідростатичному тиску до 125 МПа. Температура прокачуемого розчину в свердловині в процесі сталої циркуляції повинна бути не більше 85 ° С.

Буріння електробуром може здійснюватися з усіма типами доліт, включаючи алмазні і гідромоніторні.

Електробур дозволяє здійснювати буріння, використовуючи продування повітрям і аеріованною рідиною.

Основні переваги електробуріння. Основною перевагою електробуріння, в порівнянні з іншими широко вживаними способами буріння, є можливість ефективно управляти режимом буріння і траєкторією стовбура свердловини завдяки наявності електричного каналу зв'язку, за яким постійно надходить інформація з вибою свердловини.

Електробурова техніка забезпечує застосування енергозберігаючих технологій, більш повно відповідає вимогам щодо захисту навколишнього середовища та охорони надр, відповідає вимогам освоєння родовищ в складних гірничо-геологічних умовах, є імпортозамінною технікою.

У порівнянні з бурінням гідравлічними двигунами, найбільш повно використовується гідравлічна потужність насосів, яка передається на забій тільки для промивання. Завдяки цьому, значно поліпшуються умови очищення свердловини від вибуреної породи, збільшується механічна швидкість і проходка на долото, зменшується вартість буріння і терміни будівництва свердловин.

Завдяки тому, що буріння електробурів проводиться при менших тисках в гідравлічній циркуляційній системі відповідно зменшуються:

- знос бурового обладнання та бурильних труб;
- диференційний тиск на пласт;
- зменшується розмив стінок свердловини;
- рівень шуму на буровій;
- гідравлічні втрати тиску.

Електробур - це герметична, наповнена маслом машина, робочі органи якої не схильні до дії абразивних частинок бурового розчину,

Електробур - електрична машина, управління і контроль якої легко здійснюється дистанційно.

При бурінні з допомогою електробура зміна моменту опору на долоті миттєво впливає на зміну струму і потужності, які фіксуються і контролюються з поверхні, тому можливо без підйому колони визначати ступінь зносу долота і попереджати аварійні ситуації. Відкриваються широкі можливості автоматизації всього процесу буріння.

Характеристика двигуна електробура не залежить від його просторового положення і глибини знаходження, що дає можливість передавати великі потужності на великі глибини і в значно викривлені свердловини.

Все це робить електробуріння особливо ефективним при спорудженні горизонтальних, розгалужено-горизонтальних і глибоких свердловин, а також під час проходження додаткових горизонтальних стовбурів в уже пробурених свердловинах.

В даний час, коли починається буріння на сланцеві поклади, кращого забійного двигуна не існує, оскільки на порядок збільшується необхідність в бурінні горизонтальних ділянок стовбурів.

Також перевагою електробура є можливість, завдяки наявності токопроводу, мати канал зв'язку для передачі інформації з забою свердловини на поверхню за допомогою погрузної телеметричної апаратури (телесистеми) і чітко орієнтувати необхідну траєкторію стовбура.

Основні недоліки електробурення. Основним недоліком електробурення є наявність токопроводу, закріпленого в центрі бурильної колони, що не дозволяє опускати в неї геофізичне обладнання і аварійний інструмент.

Більш високі вимоги до кваліфікації обслуговуючого персоналу і наявності додаткової штатної одиниці в буровій бригаді (електропомбур).

3.ВИСНОВКИ

На підставі отриманого великого досвіду може бути проведена робота по створенню нового електробура, що працює від постійного струму, що дозволить оперативніше змінювати частоту обертання породоруйнівного інструменту, а значить значно поліпшити відпрацювання доліт і збільшити механічну швидкість буріння.

Це дозволить створити електробури малих діаметрів, що забезпечить буріння других стовбурів в діючих свердловинах, а також других стовбурів при капремонті і створювати розгалужені горизонтальні

ділянки для збільшення видобутку нафти і газу, а також в сланцевих покладах.

Є перспективним застосування електробурів при роботі з колтубінговою технікою.

Перехід в потрібних випадках до електробуріння дозволив би підняти ефективність бурових робіт на 20 ... 30 %.

Найбільш ефективно електробуріння при будівництві похило спрямованих і глибоких свердловин в складних гірничо-геологічних умовах. У зв'язку з розвитком буріння горизонтальних і розгалужено-горизонтальних свердловин, які особливо ефективні для розробки низько- і неравномірно-проникних колекторів, високов'язких нафт і важкодоступних покладів, роль електробуріння значно зростає. Досвід показує, що електробур повинен використовуватися не тільки в специфічних умовах, в яких широко поширені види приводу долота не ефективні, але і при будь-яких інших умовах буріння.

У травні 2014 року в Харкові на заводі «Потенціал» (тепер завод «Нафтогазова техніка») було проведено нараду технологів, механіків і вчених бурових підприємств України, присвячену відновленню електробуріння при розбурюванні нафтогазових родовищ.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

У статті наведені відомості про історію виникнення електробурів і їх використання, наведено порівняння електробуріння з турбінно-роторним бурінням у певному районі, розглянуті особливості конструкції електробура, компоновання низу бурової колони при бурінні електробуром. Наведені технічні дані деяких типів електробура, детально розглянуті основні переваги та недоліки у використанні електробура. Наприкінці автори висловлюють думку стосовно перспектив у використанні електробуріння, зокрема в Україні.

Ключові слова: електробур, буріння, бурильні труби, свердловини, асинхронний двигун, бурова колона, горизонтально-спрямовані свердловини.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

В статье приведены сведения об истории возникновения электробуров и их использование, приведено сравнение электробурения с турбинными-роторным бурением в определенном районе, рассмотрены особенности конструкции электробура, компоновки низа буровой колонны при бурении электробуром. Приведены технические данные некоторых типов электробура, подробно рассмотрены основные преимущества и недостатки в использовании электробура. В конце авторы высказывают мнение о перспективах в использовании электробурения, в частности в Украине.

Ключевые слова: электробур, бурение, бурильные трубы, скважины, асинхронный двигатель, буровая колонна, горизонтально-направленные скважины.

ABOUT AUTHORS

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

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

Всі присутні висловилися про доцільність відновлення виробництва електробурів, для застосування в необхідних умовах. Однак, фінансування для цієї мети так і не знайшли.

ЛІТЕРАТУРА

1. Лисичкин С. М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. Дореволюционный период. - М. - Л.: Гостехиздат, 1954.
2. Абызбаев Б. И. Перспективы развития электробурения как высокотехнологического способа строительства нефтяных и газовых скважин // Нефть, Газ и Бизнес. - 2001. - № 2. с 57-60.
3. Фоменко Ф. Н. Бурение скважин электробуром. - М., 1974.
4. Байбаков Н. К., Абызбаев Б. И. и др. Электробурение как базовый способ строительства нефтяных и газовых скважин // Техника и технология бурения. – 1999 - с 11-12.
5. Червинский В. П. К вопросу применения электробуров при бурении нефтегазовых скважин // Вестник НТУ «ХПИ» № 26-2013. с 129-134.



УДК 62-1/-9

ЗБІЛЬШЕННЯ НАДІЙНОСТІ І БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОДЕБІТНИХ СВЕРДЛОВИН

В. П. Червінський^{1*}, Р. Ю. Мельник¹

¹Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»;

*Відповідальний автор: e-mail: chervinpench@ukr.net, тел. (050) 634-10-22.

THE INCREASING OF RELIABILITY AND SAFETY OF OPERATION OF HIGH-YIELD WELLS

V. Chervinsky^{1*}, R. Melnyk¹

¹National Technical University "Kharkiv Polytechnical Institute";

* Viewed by the author: e-mail: chervinpench@ukr.net, tel. (050) 634-10-22.

ABSTRACT

Purpose. The article contains information about the problems of protecting high-yield wells.

Findings. The principles of operation of the ball valve of the shut-off valve and its main differences from the flopper shutter are considered in detail. Also, the geometric parameters of the ball itself are demonstrated in detail. Examples of design are given, and the operating principle of the most common models of shut-off valves is described.

Originality. The authors explain the necessity of equipment for high-bit wells with complexes of underground downhole equipment (CUDE).

Practical implications. There are the circumstances in which the potentially high emergency danger of oil and gas producing enterprises is increased, and the measures necessary to improve them.

Keywords: high-yield wells, accidents, CUDE, shutoff valve, ball valve, flopper shutter, saddle, calibrated choke, oil, gas.

1. ВСТУП

За останні роки суттєво зросли темпи видобутку нафти і газу. На жаль, лише деякі компанії в гонитві за великими прибутками дотримуються всіх необхідних заходів з техніки безпеки, і часто це може призвести до аварій і нещасних випадків.

Потенційно висока аварійна небезпека підприємств з видобутку нафти і газу в світовому вимірі посилюється трьома обставинами. По-перше, відбувається прискорене впровадження нових, більш інтенсивних технологій видобутку, зберігання і підготовки нафти і газу. По-друге, видобуток нафти і газу реалізується в районах з суворим кліматом і на континентальному шельфі морів. Зазначені дві обставини вимагають нових прогресивних підходів до забезпечення пожежної безпеки об'єктів нафтогазової галузі. По-третє, застаріла нормативна база забезпечення пожежної безпеки. Більшість нормативних документів в цій галузі затверджені в 80-х роках 20-го століття різними міністерствами і відомствами і не враховують як наукові досягнення, отримані в останні

роки, так і специфіку нових технологій видобутку, зберігання і підготовки нафти і газу.

Правила експлуатації газових свердловин та проекти розробки вимагають встановлювати у високодебітних глибоких свердловинах, або в разі експлуатації родовищ з агресивною продукцією, комплекси підземного свердловинного обладнання (КПО). Тобто, більшості аварій можна було б уникнути, використовуючи комплекс обладнання для захисту свердловин. Як правило, КПО включає в свій склад пакер, циркуляційний клапан, інгібіторний клапан та клапан-відсікач, вимоги до якого найбільш високі. Клапани-відсікачі призначені для автоматичного перекриття колони насосно-компресорних труб (НКТ) і відсікання потоку продукції свердловини при порушенні встановленого режиму її експлуатації в результаті часткового пошкодження або повного руйнування гирлового обладнання, порушення герметичності експлуатаційної колони свердловини, затрубний простір якої загерметизовано пакером.

Через брак свердловинного внутрішнього простору, при проектуванні та виготовленні вузлів КПО, кожен міліметр діаметра вузлів старанно врахо-

вується, але внутрішні їх діаметри не можуть забезпечити рівнопрохідний перетин. Тобто, маємо виникнення місцевих звужень на шляху руху продукції до устя, а відповідно зменшення можливого дебіту. Ці обставини часто ускладнюють спуск в привибійну зону приладів для дослідження свердловин. Промислові геологи через цю причину не являються прибічниками КПО.

Як приклад деяких відомих найстрашніших аварій і катастроф, що сталися на нафтогазових промислах за останні роки, є аварія в Мексиканській затоці на платформі *Deerwater Horizon* яка тривала багато місяців і призвела до катастрофічних наслідків, а також факт підриву армією Іраку, під час агресії в Кувейті, гирла фонтанних нафтових і газових свердловин. Більшість свердловин у цих районах не було забезпечено комплексами підземного свердловинного обладнання.

2.ОСНОВНА ЧАСТИНА

Нами були проведені розрахунки і дослідження основного вузла клапанів-відсікачів (КВ).

Необхідно вказати, що найбільш поширені автономні запобіжні клапани-відсікачі диференційного типу. Вони управляються потоком середовища, що проходить через чутливий елемент клапана – змінний калібрований штуцер.

Внаслідок дроселювання на штуцері виникає перепад тиску, що діє на підпружинену ланку, тим або іншим способом пов'язану із затвором клапана. Від величини перепаду тиску на каліброваному штуцері залежить, чи буде затвор клапана перебувати у відкритому положенні, чи буде закритий. При цьому вибір конструкції затвора здійснюється таким чином, щоб при коротких сплесках дебіту свердловини, які можуть бути викликані структурами потоків, не відбувалося передчасне закриття КВ.

Конструктивне оформлення затвора запобіжних КВ визначає два важливі показники – якість герметизації, тобто надійність перекриття колони ліфтових труб в місці установки КВ, і максимально можливу величину проходу з метою отримання мінімальних перепадів тиску.

Саме тому автономні клапани-відсікачі необхідно встановлювати в свердловині на глибині, близькій до вибою. Верхнім обмеженням є рівень тиску насичення газу і відкладення парафіну, якщо вони в значних пропорціях присутні в складі продукції свердловини.

Існує кілька типів конструкцій затворів: захлопковий (швидко-закривний), кульовий, тарілчастий і гільзовий, однак, найбільшого поширення набули захлопковий і кульовий затвори.

Захлопковий затвор, як правило, дуже чутливо реагує на швидкі зміни швидкості потоку свердловинної продукції, що може призвести до гідравлічних ударів. Крім того, тарілчаста засувка досить складна у виготовленні. Також, серед недоліків слід зазначити те, що засувка має всього одну ступінь свободи та самовстановлюватися у сідлі-ніпелі не може.

Тому конструкція клапана-відсікача з кульовим затвором вважається найбільш працездатною.

На рис. 1 представлена типова конструкція автономного запобіжного КВ з кульовим затвором, розроблена американськими компаніями "Baker oil tools" ("Бейкер ойл тулс") і "Otis" ("Отіс").

Під дією перепаду тиску, який виникає на штуцері 4 при проходженні через нього свердловинного середовища, рухома ланка: калібрований штуцер 4, гільза 3, робоче сідло 5, куля 10 з тягами 13 поступово переміщається догори, стискаючи пружину 1. Одночасно куля 10 повертається щодо робочого сідла 5 в опорних осях 7, які жорстко зв'язані з тягами 13, ті, в свою чергу, вкленені у зовнішню кільцеву проточку 12 робочого сідла 5. На кулі 10 з обох сторін в поверхнях, перпендикулярних до опорних осей 7 виконані фігурні пази 11, в які постійно входять два штифта 6, жорстко пов'язані з нерухомим корпусом 9. Вісі пазів 11 розташовані відносно осі клапана під кутом 45° .

При поступовому русі догори куля 10 пазами 11 нашттовується на нерухомі осі 6 і одночасно повертається в опорних вісях 7 щодо робочого сідла 5. Кут повороту кулі дорівнює 90° , тобто з нижнього відкритого положення, при якому отвір у робочому сідлі 5 збігається з отвором в кулі, у верхнє положення, в якому куля перекриває робочий канал. Таким чином, куля 10 здійснює складний поступальний рух вздовж осі клапана і одночасно обертальний навколо свого центру. Свій рух куля 10 продовжує до тих пір, поки верхній торець робочого сідла 5 не упреться в нижній торець перевідника 14. Нижнє сідло 8 в корпусі 9 є неробочим і служить лише обмежувальним упором, який фіксує куля 10 у відкритому положенні.

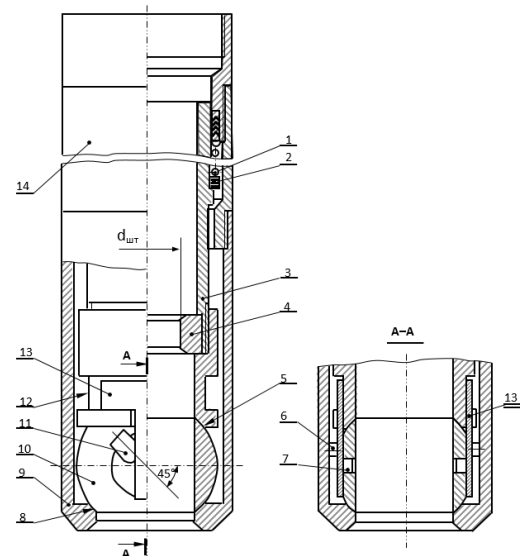


Рис. 1 - Автономний клапан-відсікач з кульовим затвором: 1 – пружина; 2 – пікладкові кільця; 3 – гільза; 4 – змінний калібрований штуцер; 5 – робоче сідло; 6 – нерухомі штифти; 7 – вісь; 8 – нижнє сідло; 9 – корпус; 10 – куля; 11 – пази в кулі; 12 – кільцева проточка; 13 – зчеплення; 14 – перехідник.

Настроювання клапана на закриття при різному дебіті фонтанної свердловини відбувається зміною $d_{шт}$

внутрішнього діаметра змінного каліброваного штуцера 4, жорсткості пружини 1 і числа підкладкових кілець 2.

Оригінальним в конструкції затвора є те, що запірний орган – куля, постійно пов'язана з верхнім робочим сідлом. Контакт кулі з сідлом дозволяє захистити активну поверхню кулі і сідла від абразивного впливу потоку свердловинного середовища. Кульовий затвор у порівнянні з захлопковим закривається плавно, що виключає можливість гідравлічного удару. Разом з тим конструкція кульового затвора має серйозний недолік. Внаслідок жорстких кінематичних зв'язків, накладених на клапанну пару «куля - сідло», а саме: «сідло-тяги-опорні вісі-куля-нерухомі штифти-пази кулі» – все це для забезпечення точної і щільної посадки кулі в сідло, вимагає особливо точної механічної обробки всіх деталей і їх підгонки при складанні клапана в цілому.

Крім того, специфіка роботи кульового затвора в КВ має принципову відмінність від захлопкового. Вона полягає в тому, що величина проходу в захлопковому затворі визначається внутрішнім діаметром встановленого змінного каліброваного штуцера $d_{шт}$ і є величиною постійною при розрахунку перепаду тиску, який виникає на штуцері при проходженні через нього свердловинного середовища у відкрите положення. Тому КВ з захлопковим затвором може налаштовуватися в досить широкому діапазоні коефіцієнта безпеки.

Складніше відбувається процес закриття в кульових затворах. Величина проходу в кульовому затворі також, як і в захлопковому, визначається внутрішнім діаметром встановленого змінного штуцера $d_{шт}$. Відмінність полягає в тому, що куля 10 містить у собі прохідний отвір d і одночасно служить запірним органом отвору в робочому сідлі 5, з яким він постійно пов'язаний.

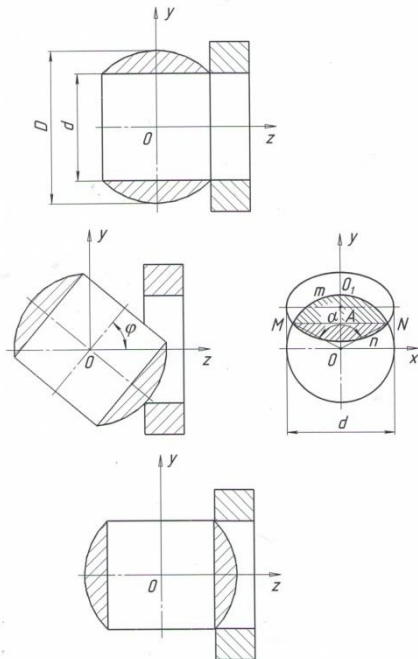


Рис. 2 - Схема дії кульового затвора

На рис. 2 схематично показано закриття кульового затвора. У відкритому положенні центральний прохідний отвір в кулі і прохід в штуцері d знаходяться на одній осі. При досягненні критичного дебіту на штуцері виникає критичний перепад тиску і штуцер разом з кулею поступово переміщуються уверх вздовж вісі затвора.

У певний момент прохідний перетин в робочому сідлі стане еквівалентно меншим проходу в штуцері $d_{шт}$ і тоді перепад тиску виникає вже не на штуцері, а на кулі. Як наслідок, це може призвести до швидкого зростання критичного перепаду тиску і швидкого закриття КВ. Тому при розрахунку критичного перепаду тиску, на відміну від захлопкового, він не може бути прийняти за постійну величину. Для цього необхідно розрахувати величини довжини ходу кулі і прохідного перерізу, по досягненні яких відбудеться закриття клапана.

3.ВИСНОВКИ

Таким чином, проведений аналіз та результати експлуатації пакерних свердловин з кульовими клапанами-відсікачами показують, що застосування цих клапанів найбільше відповідає вимогам збільшення надійності і безпеки при експлуатації високодебітних свердловин.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Ценципер А. И. Основы эксплуатации и ремонта нефтегазовых скважин / А. И. Ценципер. – Х.: НТУ «ХПИ», 2016. – 443 с.
2. Зайцев Ю.В., Максutow Р.А., Асфандияров Х.Ф. Оборудование для предотвращения открытых фонтанов нефтяных и газовых скважин /. – М.: Недра, 1973.
3. Ценципер А.И., Зеленский М.В. Безопасность и техника защиты высокодебитных фонтанных скважин // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.: НТУ «ХПІ», 2014. – № 1(1044). – С. 222-227.
4. Бойко В.С. Технология добычи нефти: Підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2012. – 827 с.
5. Векерик В.І. Дослідження характеристик свердловинного насоса / В.І.Векерик, О.В. Паневник // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Сер. Буріння нафтових і газових свердловин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 1998. – №35. – Т. 2 – С. 98-104.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
7. Абызбаев Б. И. Перспективы развития электробурения как высокотехнологичного способа строительства нефтяных и газовых скважин // Нефть, Газ и Бизнес. - 2001. - № 2. с 57-60.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

У статті сформульовано проблеми захисту високодебітних свердловин, пов'язані з потенційно високою аварійною небезпекою підприємств з видобутку нафти і газу, та описано заходи, необхідні для їх вирішення.

Авторами пояснена необхідність обладнання високодебітних свердловин комплексами підземного свердловинного обладнання (КПО). Наведено приклади конструкції, та описаний принцип дії найпоширеніших моделей клапанів-відсікачів.

Детально розглянутий принцип роботи кульового затвору клапана-відсікача та основні його відмінності від захлопкового. Також детально продемонстровані геометричні показники самої кулі.

Ключові слова: високодебітні свердловини, аварії, комплекс підземного свердловинного обладнання (КПО), клапан-відсікач, кульовий затвор, захлопковий затвор, сідло, калібрований штуцер, нафта, газ.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

В статье приведены сведения о проблемах защиты высокодебитных скважин. Перечислены обстоятельства, при которых усиливается потенциально высокая аварийная опасность предприятий по добыче нефти и газа, и меры, необходимые для их улучшения.

Авторами объяснена необходимость оборудования высокодебитных скважин комплексами подземного скважинного оборудования (КПО). Приведены примеры конструкции, и описан принцип действия наиболее распространенных моделей клапанов-отсекателей.

Подробно рассмотрены принципы работы шарового затвора клапана-отсекателя и основные его отличия от захлопкового. Также подробно продемонстрированы геометрические показатели самого шара.

Ключевые слова: высокодебитные скважины, аварии, комплекс подземного скважинного оборудования (КПО), клапан-отсекатель, шаровый затвор, захлопочный затвор, седло, калиброванный штуцер, нефть, газ.

ABOUT AUTHORS

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

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



УДК 553.04(262.5):(622.3.001.6:504.42)

АНАЛІЗ ДИНАМІКИ ТА КОРЕЛЯЦІЇ ПОКАЗНИКІВ ВИДОБУВАННЯ, ЗБЕРІГАННЯ ТА СПОЖИВАННЯ ГАЗУ ІНДУСТРІАЛЬНО-ГЕОГРАФІЧНОЇ ЗОНИ

Є. Шапченко¹, М. Фик², В. Романова²

¹ Управління Магістральних Газопроводів «Харківтрансгаз», Харків, Україна

² Кафедра видобування нафти, газу та конденсату Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна

*Відповідальний автор: e-mail m.fyk@capital-oil.com, тел. +38 0503033331.

ANALYSIS OF DYNAMICS AND CORRELATION OF GAS PRODUCTION, STORAGE AND CONSUMPTION INDICATORS IN INDUSTRIAL-GEOGRAPHICAL ZONE

Y. Shapchenko¹, M. Fyk², V. Romanova²

¹ Trunk pipeline operator "Kharkivtransgas", Kharkiv, Ukraine

² Department of Oil and gas recovery, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

* Viewed by author: e-mail m.fyk@capital-oil.com, tel. +380503033331.

ABSTRACT

Purpose. Analysis of dynamics of underground storage facilities, regional gas extraction and local gas consumption for a number of neighboring regions of Ukraine with a single gas transportation balance of the regional pipeline system. Estimation of gas production and consumption, guaranteed gas reserves, real market demand in the amount of stored gas in the chosen geographic area.

Methods. Mathematical statistics, comparative analysis, interpolation, extrapolation

Findings. The quantitative estimations of dynamics and correlation of production indicators, storage and consumption of gas of the industrial and geographic zone of the south-eastern part of Ukraine were found. It was particularly important to consider gas thermodynamic principles in transportation networks, as well as the calculation principles of the natural gas physical properties, when it is stored in industrial vessels and underground tanks (in geological conditions and features of work) under pressure. The research was based on the example of the analysis of partial gas balances of the Shebelynka-Dnipro-Odesa and Shebelynka-Dnipro-Kyryvyi Rih-Izmail (ShDO-ShDKRI) gas pipeline systems without taking into account the external gas flow and the transit load of the gas transmission route.

Originality. The main indicators of consumption and gas production are analyzed in a number of scientific works, but there are no joint analysis and forecasting of consumption, production and storage of natural gas in the areas near ShDO-ShDKRI, which are connected by a single system of these gas transportation routes. The general state indicators of consumption, production and storage of natural gas without short-term forecasts are given in researches of the Razumkov's Scientific Center.

Practical implications. Data concerned dynamics and correlation of gas extraction, storage and consumption indicators in the industrial and geographic zone is given. Short-term forecasts are provided. The results obtained are recommended for coordinating and forecasting in the production and transport sector of the oil and gas industry.

Keywords: Gas extraction, gas consumption, gas storage, gas injection and production, indicators changing dynamics, comparative analysis, annual indicators correlation

1. ВСТУП

У господарстві довільної географічної зони необхідно дотримуватись балансу між видобуванням, зовнішнім надходженням, зберіганням, сезонними режимами відбору та закачування а також споживанням природного газу [1].

В даній роботі індустріально-географічну зону окреслено п'ятьма областями України, які знаходяться поблизу газотранспортного коридору Шебелинка – Дніпро – Кривий Ріг – Ізмаїл, а також Шебелинка – Дніпро – Одеса (ШДО-ШДКРІ).

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

Проведено помісячні розрахунки та уточнення балансів газу згідно [1,3,4] в газотранспортній мережі та системі підземних сховищ УМГ «Харківтрансгаз», яка географічно розташована в Харківській, Дніпропетровській, Запорізькій, Миколаївській та Херсонській. Зону досліджень окреслено географічно з точки зору приналежності до єдиного вищевказаного газотранспортного коридору та тісне межування самих обраних областей. Всі уточнені дані балансових чинників та складових зведено в загальні річні показники (Таблиця 1). На базі отриманих сукупних річних показників побудовано окремі діаграми щодо показників зберігання газу в двох локалізованих обраною географічною зоною ПСГ (Рис. 1) та узагальнюючу діаграму, що необхідна для подальшого синтезу інтерполяційних та екстраполяційних кривих (Рис. 2) в MExcel.

З рисунку 1 видно, що співвідношення обсягів закачування та відбору газу ПСГ не є постійною величиною: лише сукупний аналіз фактичних зведених даних за 5–7 років дозволяє зробити висновки щодо динаміки обсягів. В ідеалі бажана відповідність річних обсягів закачування та відбирання газу (показово – 2014 рік, коли показники майже однакові), але в реальних умовах досягається зазначена мета рідко.

Аналіз результатів за зведеними річними показниками показав, що прогнозу екстраполяцію краще будувати за логарифмічною шкалою (Рис. 2). Самі залежності та отримана достовірність прогнозування по обраних синтезуючих кривих приведені на Рисунку 2:

Виконавши прогнозу оцінку зменшення споживання газу та поступового збільшення надходження газу в газотранспортну систему за рахунок

місцевих видобувних підприємств (Рис. 2) можна передбачити досягнення балансу «видобування-споживання» природного газу. У нашому випадку видобування газу в розглянутих областях досягне рівня споживання при збереженні існуючих тенденцій за 4–5 років.

З Рисунку 2. видно, що сумарне споживання областей має тенденцію до зменшення, але тренд не є лінійним і в межах 20-30 прогнозних років споживання природного газу складе 4–6 млрд.м³/рік. Показник сумарного закачування та відбирання газу змінюється пропорційно споживанню, що має зрозумілу логіку з потреб споживання. Співвідношення споживання до зберігання по окремому фактору відбирання протягом останніх років лишається близьким до 10%. Зрозуміло, що загальний обсяг закачування та відбирання газу пропорційно прив'язаний до споживання в географічній зоні. З Таблиці 1 видно, що співвідношення останніх показників між 2012 та 2017 роками дуже близькі 1,5 – 1,59.

Прослідковується також чітка тенденція стабілізації співвідношення річних обсягів видобування та зберігання газу по окремому фактору закачування в ПСГ (близько 32%).

Більш точне прогнозування потребує більшого масиву даних фактичного матеріалу та даних з врахування прикладної специфіки, більшого періоду в часі та більшої кількості загальних критеріїв. Але авторами взято 6-и річний період та 5 основних сумарних показників критеріїв (місцеве видобування, закачування для зберігання, відбір після зберігання, місцеве споживання, наявний активний газ підземних сховищ) оскільки додавання інших (менш стабільних) узагальнюючих показників та років нестабільності в економічному розвитку обраною географічною зоною призводила до більших похибок в аналізі трендів.

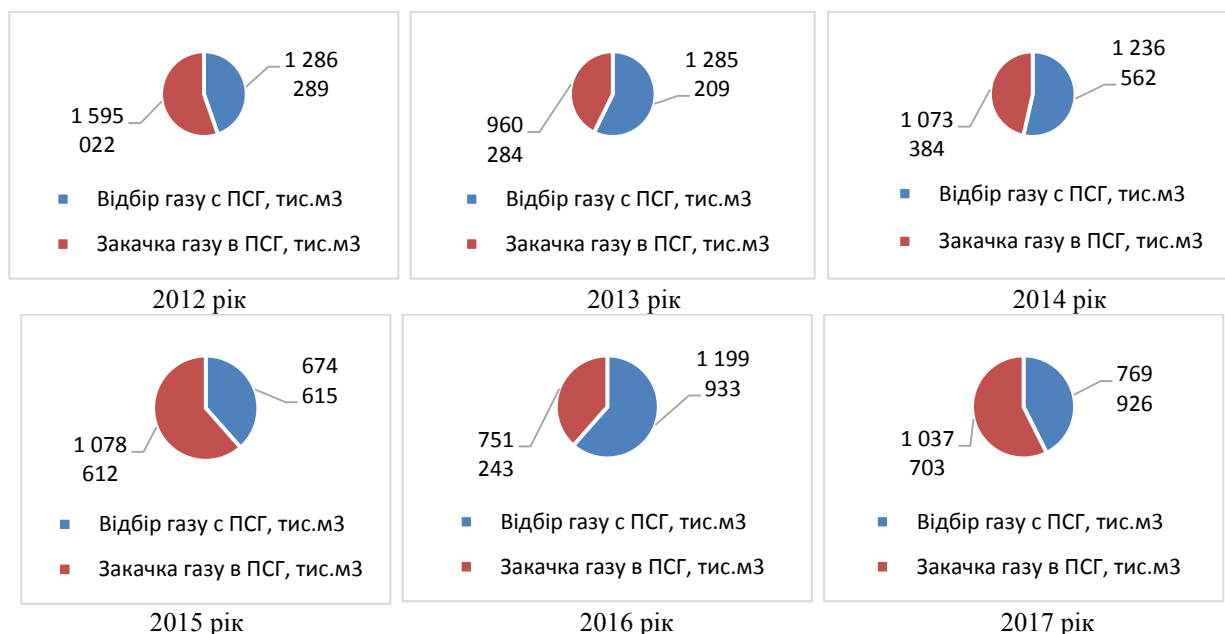


Рисунок 1. Річні сумарні обсяги закачування та відборів газу Пролетарського та Кегичівського підземних сховищ

Таблиця 1. Річні показники видобування, зберігання та споживання газу географічної зони з п'яти областей південно-східної частини України (Харківська, Дніпропетровська, Запорізька, Миколаївська та Херсонська)

Показники\Роки	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Відбір газу с ПСГ, тис.м ³	1 286 289	1 285 209	1 236 562	674 615	1 199 933	769 926
Закачка газу в ПСГ, тис.м ³	1 595 022	960 284	1 073 384	1 078 612	751 243	1 037 703
Максимальна наявність на кінець місяця активного газу, тис.м ³	1 856 311	1 395 632	1 465 725	1 552 871	1 388 956	1 438 604
Споживачі України УМГ "ХАРКІВТРАНСГАЗ" по Харківській, Дніпропетровській, Запорізькій, Миколаївській та Херсонській обл., тис.м ³	12 258 246	11 262 871	10 153 225	8 514 257	8 371 852	8 176 009
Надходження газу до УМГ "ХАРКІВТРАНСГАЗ" від газовидобувних підприємств по Харківській, Дніпропетровській, Запорізькій, Миколаївській та Херсонській обл., тис.м ³	2 093 654	2 529 424	2 931 808	3 411 749	3 262 433	3 170 495

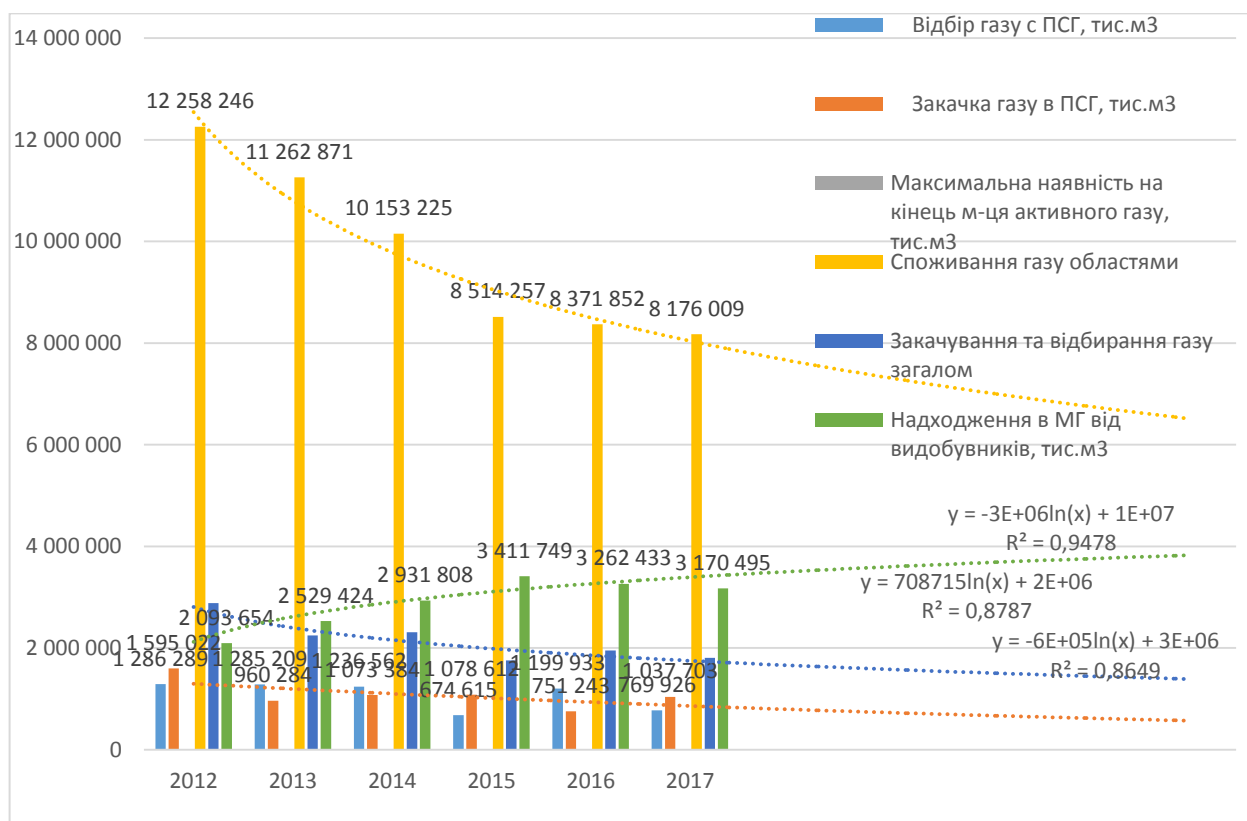


Рисунок 2. Діаграма показників видобування, зберігання та споживання газу географічної зони з шести областей піддослідної індустріально-географічної зони південно-східної частини України

3. ВИСНОВКИ

1. Видобування газу в Харківській, Дніпропетровській, Запорізькій, Миколаївській та Херсонській областях досягне рівня споживання при збереженні існуючих тенденцій за 4 – 5 років.

2. Підтверджено стабільність співвідношення зберігання газу до споживання по фактору відбирання ~ 10%.

3. Підтверджено поступове наближення до стабільного співвідношення зберігання до загального видобування по фактору закачування ~ 32%.

4. Загальна оцінка сумарних обсягів закачування та відбирання газу із двох підземних сховищ проаналізованої географічної зони показує

збільшення надійності гарантованого обсягу збереження газу – +40 млн. м³ за 5 років.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation/Michael V. Lurie Copyright. – WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2008 – 214 p.

2. Navidi W. (2008) Statistic for engineers and scientist. 2nd ed. 901 P.

3. Novitski, N.N., Suharev M. G, Tevyashev A. D. et al. (2010). Truboprovodnyie sistemyi energetiki. Matematicheskoe modelirovanie i optimizatsiya [Pipeline systems of energy. Mathematical design and optimization]. Novosibirsk: Nauka: Sib. izd. firma [in Russian].

4. C. Borraz-S'anchez and D. Haugland. Optimization methods for pipeline transportation of natural gas with variable specific gravity and compressibility//TOP. – 2013. - № 21(3). – pages 524 – 541.

5. Новиков Ю.Н. Динамика изменений и современное состояние мировых запасов, добычи и потребления Нефтегазовая геология. Теория і практика. 2013, Т8, №1/ngtp.ru/rub/6/14_2013.PDF ГАЗА ISSN 2070 – 5379

6. Катерина Маркевич Енергетична галузь України підсумки 2016 року / Маркевич Катерина К: «Заповіт», 2017. - 164с. ISBN 978-966-2050-03

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Аналіз динаміки роботи підземних сховищ, регіонального газовидобування та місцевого споживання газу для ряду сусідніх областей України з єдиним газотранспортним балансом регіональної трубопровідної системи. Оцінка в обраній географічній зоні досліджень співвідношення видобування та споживання газу, гарантованості резервів зберігання газу, реальної ринкової потреби в кількості зберігання газу.

Методика. Математична статистика, компаративний аналіз, інтерполяція, екстраполяція.

Результати. Знайдені кількісні оцінки динаміки і взаємкореляції показників видобування, зберігання та споживання газу індустріально-географічної зони південно-східної частини України. Особливо важливим було врахування термогазодинамічних принципів в мережах транспортування, а також принципів розрахунків фізичних властивостей природного газу в промислових посудинах та підземних резервуарах (в геологічних умовах та особливостях роботи) під тиском. Дослідження проведено на прикладі аналізу часткових балансів газу системи газопроводів Шебелинка-Дніпро-Одеса та Шебелинка-Дніпро-Кривий Ріг-Ізмаїл (ШДО-ШДКРІ) без врахування зовнішнього надходження газу та транзитного навантаження системи газопровідних коридорів.

Практична значимість. Основні показники споживання та видобування газу аналізується в ряді наукових робіт, але спільного аналізу та прогнозування споживання, видобування та зберігання природного газу в сукупності областей поблизу ШДО-ШДКРІ, що пов'язані єдиною системою вказаних газотранспортних коридорів наразі не знайдено. Загально-державні показники споживання, видобування та зберігання природного газу без короткострокових прогнозів наведені в дослідженнях Центру ім. Разумкова.

Наукова новизна. Наведено дані динаміки та кореляції показників видобування, зберігання та споживання газу індустріально-географічної зони. Надано ближні (короткострокові) прогнози. Одержані результати рекомендуються для використання при узгодженні і прогнозуванні роботи видобувного та транспортного сектору нафтогазової галузі.

Ключові слова: Видобування газу, споживання газу, зберігання газу, закачування та відбір газу, динаміка змін показників, порівняльний аналіз, кореляція річних показників.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Анализ работы подземных хранилищ, региональной газодобычи и местного потребления газа для ряда соседних областей Украины по единым газотранспортным балансом региональной трубопроводной системы. Оценка в выбранной географической зоне исследований соотношения добычи и потребления газа, гарантированности резервов хранения газа, реальной рыночной потребности в количестве хранения газа.

Методика. Математическая статистика, компаративный анализ, интерполяция, экстраполяция.

Результаты. Найденные количественные оценки динамики и взаимокорреляции показателей добычи, хранения и потребления газа индустриально-географической зоны юго-восточной части Украины. Особенно важным есть учитывать термогазодинамических принципов в сети транспортировки, а также принципов расчетов физических свойств природного газа в промышленных сосудах и подземных резервуарах (в геологических условиях и особенностях работы) под давлением. Исследование проведено на примере анализа частичных балансов газа системы газопроводов Шебелинка-Днепр-Одесса и Шебелинка-Днепр-Кривой Рог-Измаил (ШДО-ШДКРІ) без учета внешнего поступления газа и транзитной нагрузки системы газопроводных коридоров

Практическая значимость. Основные показатели потребления и добычи газа анализируется в ряде научных работ, но общего анализа и прогнозирования потребления, добычи и хранения природного газа в совокупности областей вблизи ШДО-ШДКРІ, связанные единой системой указанных газотранспортных коридоров пока не

найденно. Общегосударственные показатели потребления, добычи и хранения природного газа без короткосрочных прогнозов приведены в исследованиях Центра им. Разумкова.

Научная новизна. Приведены данные динамики и корреляции показателей добычи, хранения и потребления газа индустриально-географической зоны. Предоставлено ближние (краткосрочные) прогнозы. Полученные результаты рекомендуются для использования при согласовании и прогнозировании работы добывающего и транспортного сектора нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: Добыча газа, потребление газа, хранение газа, закачка и отбор газа, динамика изменения показателей, сравнительный анализ, корреляция годовых показателей.

ABOUT AUTHORS

Є. О. Шапченко, аспірант Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», головний диспетчер Управління Магістральних Газопроводів «Харківтрансгаз», Харків, Україна.

І. М. Фик, кандидат технічних наук, доцент, Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», заступник відділу Товариства обмеженої відповідальності «Карпатигаз», Харків, Україна, *e-mail*: *m.fyk@capital-oil.com*, *тел.* +38 0503033331.

В.В. Романова, аспірант, інженер першої категорії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут».



УДК 550.8

МОДЕЛЮВАННЯ В НАФТОГАЗОВІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

В.Білецький¹, П.Сергєєв², М.Фик¹, С.Козирець¹

¹ Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

² Донецький національний технічний університет, м. Покровськ, Україна

* Автори: електронна адреса ukcdb@i.ua, тел. +380 (067) 717-80-68.

MODELING IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

V. Biletsky¹, P. Sergeev², M. Fyk¹, S. Kozirets¹

¹ National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine

² Donetsk National Technical University, Pokrovsk, Ukraine

* Authors: e-mail ukcdb@i.ua, tel. +380 (067) 717-80-68.

ABSTRACT

Goal. The aim of the work is to review and analyze the current state of modeling of oil and gas deposits and deposits, technological processes and devices used in the oil and gas industry. The task of the article is to include in the scientific revolution the positive experience of modeling, to concentrate the attention of scientists and practitioners to new possibilities of mathematical modeling in oil and gas geology and engineering.

Methods. Mathematical and physical modeling.

Results. The review and analysis of the main modeling objects in the oil and gas industry - deposits, the process of drilling wells, technological processes and devices of oil and gas fields, transport of fluids and pulps. Specific features of modeling objects, modeling methods, software, specific modeling examples of individual objects are given. Prospective directions of development of mathematical modeling of key objects in the oil and gas industry are determined.

Scientific novelty. Systematically analyzed the main modeling objects in the oil and gas industry, modern methods and software products used for modeling.

Practical significance. Attracted to scientific practice is the positive experience of modeling objects in the oil and gas industry - deposits, the process of drilling wells, technological processes and devices of oil and gas fields, fluid transport and pulps.

Keywords: oil and gas industry, mathematical modeling, experiment planning, geological modeling, rotatable plans, simplex-centroid plans, Simulation // SolidWorks.

1. ВСТУП

Постановка проблеми і стан її вивчення. Питання моделювання в нафтогазовій промисловості доцільно розглядати в плані основних об'єктів, та технологічних процесів і пристроїв, які використовуються при бурінні, видобуванні, транспорті та зберіганні, первинний та вторинний переробці вуглеводневих флюїдів.

Виходячи з цього слід виділити: 1. Розробку статичної (геологічної) і фільтраційної (гідродинамічної) моделі нафтогазового родовища. 2. Моделювання процесу буріння свердловин. 3. Моделювання технологічних процесів і пристроїв, які використовуються при переробці флюїдів. 4. Моделювання характерних технологічних розчинів, які використовуються у нафтогазовій справі, зокрема,

бурових та цементувальних розчинів. 5. Моделювання і аналіз міцності, стійкості, тепломасопередачі, течії флюїдів, динаміки механізмів, газо / гідродинаміки за допомогою комплексних програмних комплексів (SolidWorks та його аналоги). 6. Моделювання процесів гідро/пневмотранспорту (включно з магістральним). Сьогодні всі названі напрямки моделювання знаходяться в Україні і світі на різних стадіях розробленості. У вітчизняній практиці моделювання окремих об'єктів нафтогазової галузі до сьогодні не знайшло широкого застосування, окремі ресурси моделювання застосовуються епізодично.

Мета роботи – огляд і аналіз сучасного стану моделювання покладів та родовищ нафти і газу, технологічних процесів і пристроїв застосовуваних у нафтогазовій промисловості. Задача статті – залучити

у науковий обіг позитивний досвід моделювання, привернути увагу науковців і практиків до можливостей математичного моделювання у нафтогазовій геології та інженерії.

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

1. Геологічна та гідродинамічна моделі нафтогазового родовища

Основною проблемою розробки родовищ є отримання максимального коефіцієнту охоплення та коефіцієнта вилучення вуглеводнів. Для досягнення максимального результату сьогодні активно використовується геологічне моделювання. Побудова тривимірних цифрових геологічних моделей нині вже стала природною складовою технологічних процесів обґрунтування буріння свердловин і складання планів розробки родовищ вуглеводнів, включаючи оцінку економічної ефективності, пропонування геолого-технологічних та екологічних заходів. Значною мірою це пов'язано з ускладненням будови родовищ і новими технологіями видобутку, наприклад, бурінням горизонтальних свердловин, 3D-розгалуження вибійних систем. Разом з тим, це – порівняно молодий напрямок у прикладній нафтогазовій геології, що виник близько 15 років тому [1-9].

Провідними науковими колективами і науковими школами, що займаються розробкою математичних принципів і алгоритмів тривимірного геологічного моделювання, слід згадати роботи вчених в Стенфордському університеті, Норвезькому комп'ютерному центрі, Французькому інституті нафти і Наукової школи в Нансі.

Розвиток програмних пакетів геологічного моделювання забезпечується, з одного боку, появою нових принципів і алгоритмів 3D-моделювання (нейронні мережі, математична статистика, Грід-технології) - розширенням функціональності за рахунок включення і інтеграції нових модулів (аналіз даних сейсморозвідки, супровід буріння горизонтальних свердловин, апскейлінг). Таким чином, тривимірне цифрове геологічне та гідродинамічне моделювання – це ефективний, технічно і економічно доцільний напрямок нафтогазової геології.

Лідерами розробки програмного забезпечення для моделювання є Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions. Ця трійка компаній тримає ліву частину ринку в сфері E&P (Engineering & Production). Серед їх клієнтів можна знайти таких нафтових гігантів як: Statoil, Hydro, BP, TotalFinaElf, Philips, Halliburton, PGS, Shell, ChevronTexaco, WinterShal, Conoco, Unocal, OXY, Apache, тощо.

Однак крім них також існує ряд інших фірм, що поставляють програмне забезпечення: Smedvig Technologies, Roxar Software Solutions, Western Atlas, Landmark Graphics, Paradigm Geophysical, CogniSeis, CGG Petrosystems, PGS Tigress, Seismic Microtechnology, GeoMatic, Quick look, Tigress, Western Atlas, DV-Geo та інші.

Порядок роботи з моделями на прикладі використання програмного забезпечення компанії Schlumberger можна побачити на рисунку 1.

В залежності від мети, яку перед собою ставлять розробники, моделі поділяють на такі групи:

- Повномасштабні – моделі для підрахунку запасів та моніторингу процесу розробки
- Секторні – виконуються для групи свердловин та слугують для вирішення проблем по вилученню та динаміці остаточних запасів, оцінці впливу на пласт окремих геолого-технічних заходів
- Навколосвердловинні – слугують для моделювання процесів буріння горизонтальних та бокових стволів

Також моделі можна розподілити за іншими категоріями, наприклад, за повнотою вивчення родовища, чи за актуальністю моделі. За призначенням розрізняють моделі геологічні (статичні) та гідродинамічні.

Створення статичних 3D-моделей вирішує, як правило, наступні завдання:

- підрахунок запасів вуглеводнів,
- планування (проектування) свердловин,
- оцінка невизначеностей і ризиків,
- підготовка основи для гідродинамічного моделювання.

Одним з ключових етапів, що впливають на подальшу технологію створення моделі є аналіз вхідних даних (Рис.2) про об'єкт. Він включає в себе:

- Місця розташування свердловин, таблиці інклінометрії – потрібно мати точні географічні координати кожної свердловини з прив'язкою до їх імен, кути їх нахилу, азимуту та глибини.
- Аналіз положення флюїдних контактів (флюїдна модель) – виділення газоводяних контактів (ГВК), водонафтових контактів (ВНК), газонафтових контактів (ГНК), їх глибини на різних площах родовища
- Аналіз літології – полягає у створенні дискретного тривимірного поля типів порід
- Аналіз колекторів (петрофізична модель) – полягає у визначенні фізичних властивостей породи, що утримує флюїд: коефіцієнти пористості, проникності, насичення, фракційний склад піщаників та ін.
- Фаціальний аналіз (седиментаційна модель) – дає можливість відновити умови осадонакопичення та умови середовища. Включає в себе сейсмофаціальний, біофаціальний та літофаціальний аналізи, а також аналіз загальногеологічних даних
- Аналіз даних сейсморозвідки (сейсмологічна модель та інш. методи розвідки продуктивних площ) – основною метою є отримання так званого «сейсмічного куба», що є основою для створення скелету моделі. Слід зазначити, що отримати якісні дані сейсмічної розвідки в Україні без проведення повторних робіт іноді буває складно. Причина полягає в тому, що більшість родовищ залягають на досить великих глибинах, а дані сейсмічних досліджень майже завжди застарілі, та в силу

недосконалості технологій тих часів, можуть не давати точних показів на глибинах залягання продуктивних горизонтів.



Рисунок 1 - Схема процесу геологічного моделювання

Традиційно технологія геологічного моделювання 3D має наступні основні етапи [5, 9]:

1. Збір, аналіз і підготовка необхідної інформації, завантаження даних.
2. Структурне моделювання (створення каркаса).
3. Створення сітки (3D), осереднення (перенесення) свердловинних даних на сітку.
4. Фаціальне (літологічне) моделювання.
5. Петрофізичне моделювання.
6. Підрахунок запасів вуглеводнів.

Побудована таким чином модель об'єкта розробки використовується потім для прогнозування

і планування видобування, оцінки запасів, комплексної оптимізації процесів та стану пластів.

На заключному етапі моделювання у міру накопичення інформації про об'єкт модель пласта уточнюється, вдосконалюється, відображає нову інформацію про пласти та пластові флюїди, технологічні рішення, застосовувані на родовищі, і може використовуватися для подальшого управління процесом розробки. У цьому випадку можна говорити про постійно діючу геолого - технологічну модель родовища.

Використання геологічних моделей в якості основи для гідродинамічних висуває до них низку вимог, що є несуттєвими для підрахунку запасів, але досить значимими для динамічних розрахунків.

В першу чергу, модель повинна бути детальною: повинна відображати латеральну та вертикальну неоднорідність пласта-колектора.

Також одним з головних критеріїв є реалістичність: геологічна модель повинна відповідати уявленням та знанням про геологічну будову родовища.

Так, наприклад, пласт, складений нашаруванням пісковиків та глин, не може бути представлений одним пластом пісковика з коефіцієнтом вмісту глини.

Слідування цим простим, але важливим вимогам допомагає побудувати модель, здатну відтворити найбільш точне відображення процесів, що проходять на глибині.

Гідродинамічні моделі слугують для:

- Відстеження процесу відбору запасів (моніторинг розробки)
- Більш точного прогнозу майбутнього відбору продукції
- Моделювання геолого-технічних заходів з інтенсифікації видобутку
- Забезпечення більш зваженого підходу до вибору раціонального варіанту розробки родовищ.

Розробки в області чисельного гідродинамічного моделювання і створення суперкомп'ютерів завжди були взаємопов'язані. Дослідження в чисельному моделюванні почалися наприкінці 50-х років минулого сторіччя як розширення концепції матеріального балансу. Деякі фундаментальні концепції та математичні методи, розроблені протягом перших двох десятиліть досліджень, є актуальними і зараз (кінцево-різницева дискретизація, IMPES, повнонеявний метод, моделі композиційної та «чорної нелеткої нафти», моделі свердловин, та ін.). З появою мейнфреймів і суперкомп'ютерів в 80-х роках і випуском комерційних симуляторів родовищ (наприклад, перший реліз Eclipse був випущений в 1983 р), чисельне та 3D-моделювання стали стрімко розвиватися.

До кінця 90-х років моделювання перестало бути справою тільки вузьких фахівців. В даний час у більшості країн світу законодавчо закріплено вимогу для компаній-операторів підтверджувати проекти розробки родовищ чисельними гідродинамічними моделями.

Наприклад, в 1998 р одна модель Eclipse родовища на Середньому Сході (1600000 активних осередків, більше 500 свердловин, 30 років історії розробки, п'ятикомпонентна модель флюїду) розраховувалася на відповідному 64-процесорному комп'ютері RISC-послуг за 20 год. У 2004 р та ж модель

розраховувалася за 15 год на ПК кластері (вісім процесорів, ОС Linux). Це означає, що для досягнення однакової продуктивності, за 6 років число необхідних процесорів знизилася в 8-10 разів, вартість апаратного забезпечення - в 300 разів.

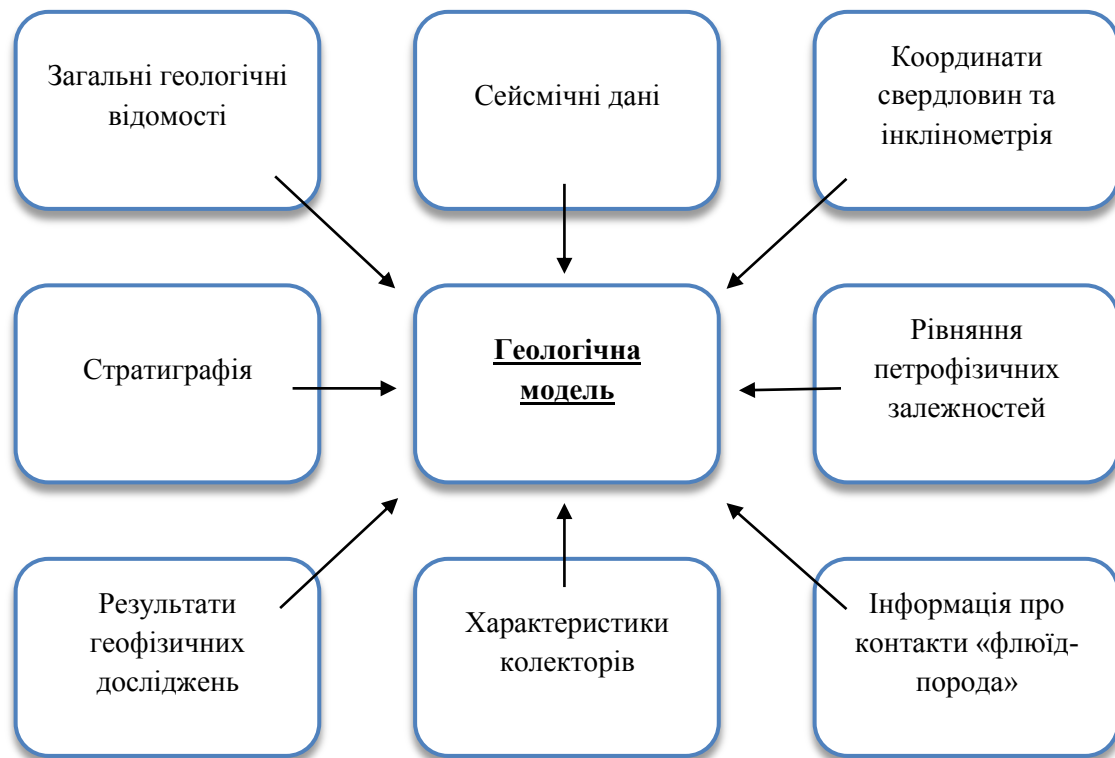


Рисунок 2 – Вхідні дані для побудови статичної моделі родовища вуглеводнів



Рисунок 3 - Типовий склад пакета програмного забезпечення при геологічному моделюванні

На рисунку 4 показано процес створення моделі родовища на етапі інтерпретації даних сейсмічної розвідки. Порівнюючи можливості програмного забезпечення компаній Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions, слід зазначити, що всі вони мають досить схожий набір функцій:

- Інтерпретація сейсміки
- Кореляція
- Петрофізика
- Інтерпретація ГДС
- Побудова геологічної моделі
- Підрахунок запасів

Ремасштабування моделі
Гідродинамічне моделювання.

Однак, програмні продукти Petrel та Eclipse (Schlumberger) також дають змогу виконувати моніторинг та економічний розрахунок роботи родовища, чого інші програми собі дозволити не можуть.

Процес моделювання родовищ нафти та газу досить складний, та може включати не лише стандартні модулі програмного забезпечення, а й більш специфічні системи.

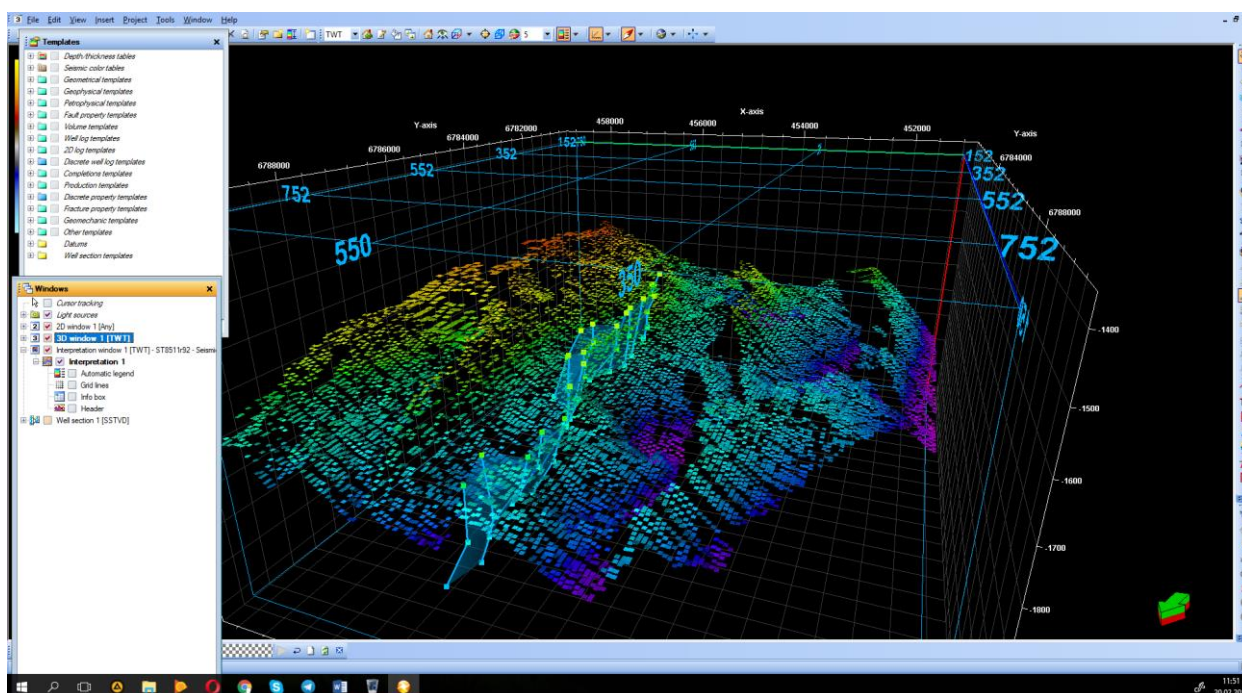


Рис. 4. 3D модель родовища на етапі інтерпретації даних сейсмічної розвідки

До таких систем відносять: LOGGER, Bore Drilling, Well Spacing, ANOT [5, 6, 9].

Система LOGGER служить для візуалізації результатів геофізичних досліджень та виконує наступні функції:

- Графічне відображення каротажних діаграм
- Налаштування візуалізації
- Експорт зображень в формати, необхідні для роботи основних програмних модулів.

Програмний засіб Bore Drilling слугує для формування систем розбурювання та кушуння свердловин. Основні функції:

- Формування схем розміщення свердловин на основі даних розташування пробурених свердловин та водонафтових /газоводяних контактів.
- Візуалізація та налаштування отриманих схем
- Формування схем кушів свердловин
- Додавання горизонтальних стволів

Система Well Spacing виконує функції забезпечення взаємозв'язку між програмними продуктами компаній Schlumberger, Landmark, Roxar та іншими.

Основне призначення системи ANOT полягає в аналізі результатів розрахунків гідродинамічної моделі та допомозі спеціалісту в оформленні проектної документації.

Основні функції:

- Перевірка відповідності режимів роботи свердловин характеру зміни пластового тиску
- Розрахунок середніх дебітів свердловин та короткий економічний опис їх рентабельності
- Візуалізація та експорт звітів у відповідності до регламентних документів.

Геолого-гідродинамічне моделювання набуло значного прискорення розвитку в багатьох країнах Світу та безпосередньо в Україні. Впровадженням програм компанії Schlumberger активно займаються вчені ІФНТУНГ, інституту УкрНДігаз, інституту геофізики ім. Субботіна, фахівці багатьох приватних нафтогазовидобувних підприємств.

2. Моделювання процесу буріння свердловин.

Головна науково-практична задача, яка вирішується моделюванням процесу буріння полягає

в розробці математичної моделі процесу обертального, турбінного та ін.. буріння свердловин, основними елементами якої є залежності механічної швидкості буріння незатупленим породоруйнуючим інструментом (іноді і функції зносу) від технологічних параметрів, властивостей пари «породоруйнуючий інструмент - порода вибою» і часу чистого буріння і яка використовується для опису процесу буріння і його оптимізації. [10-12]

У вітчизняній практиці моделі процесу буріння сформувалися після встановлення В.С. Федоровим залежності механічної швидкості буріння V від навантаження на долото G і частоти його обертання n . В.С. Федоровим отримана емпірична залежність

$$V = a n^x G^y, \quad (1)$$

де x , a , y – коефіцієнти, які враховують характеристики гірського масиву і спосіб буріння; за даними Л.І. Штурмана при турбінному бурінні в породах Каширської світи $x = 0,7$; $y = 1,1$; $a = 0,0024$.

З відомих даних, загальновизнаної моделі процесу буріння немає взагалі. Відомі понад шістнадцять формул залежно від швидкості буріння від навантаження на долото і частоти його обертання, включаючи формулу В.С. Федорова (за даними Л.І. Штурмана і версії Р.А. Бадалова) і формулу буріння Ю.Ф. Потапова і В.В. Симонова. Версію моделі розробили В.К. Маурер, Ван-Лінген, А. Вудс, спільно Еккель, Кеннон і Бінгстейн, також Вардрук і Кеннон. Свої версії запропонували Кетлін, Мюррей, Каннінгхем, Брентлі і Я.А. Гельфгат зі співавторами. Д.С. Роулі, Р.Дж. Хоу і Ф.Х. Ділі розробили спільну модель, самостійно Симон і А.А. Погарський. Р.М. Ейгелес розробив п'ятнадцять моделей.

Утруднення при моделюванні буріння обумовлені багатофакторністю процесу. Аналіз теорії і практики моделювання процесу буріння дозволяє зробити такі узагальнення і висновки:

- Найбільш продуктивними по доступності вимірювання параметрів і управління ними є моделі $V = f(G, n)$ і $V = f(G)$. Просування вибою (буріння) починається з деякої «стартової» швидкості на відповідному «стартовому» навантаженні, необхідному для створення напруженого стану в породі на поверхні вибою.

- Відмінність моделей реального буріння глибоких свердловин від моделей експериментального стендового буріння визначається інтенсифікацією процесу роботи бурильного інструменту після втрати стійкості важким низом і початком його взаємодії зі стінками свердловини.

- Моделі сучасного буріння у вигляді залежностей $V = f(G, n)$ і $V = f(G)$ мають триступеневу форму. У роторному бурінні використовується друга «сходінка». Перша застосовується вкрай рідко в силу малої ефективності. Третя - в силу високої аварійності шарошечних доліт.

- У турбінному бурінні використовується єдина перша ступінь залежності $V = f(G)$. Залежність швидкості буріння від частоти обертання долота в межах використовуваних частот лінійна або

м'яко-степення - зі значенням степеня близьким до одиниці.

- Триступінчасті залежності $V = f(G, n)$ в роторному бурінні зазнають змін з різних причин, в тому числі: кавернозності стовбура свердловини; зміни характеристик гірської породи, насиченості її флюїдом, з не встановлених причин. Найбільше спотворення залежності $V = f(G, n)$ і аварійну ситуацію створює кавернозність.

- В окремих випадках функцією відгуку може бути знос породоруйнуючого інструмента, зміна густини бурового розчину.

3. Моделювання технологічних процесів і пристроїв, які використовуються при переробці флюїдів.

Технологічними процесами нафтових і газових промислів можуть бути: видалення з нафти твердих включень, дегазація, зневоднення, деемульсація знесолення нафти, низькотемпературна сепарація газу, окремі процеси регенерації бурового розчину: грохочення, центрифугування, виділення в циклонах шламової фракції тощо.

Для одержання статистичних моделей цих процесів рекомендується застосовувати математичне моделювання [13].

Активне планування експерименту припускає проведення дослідів відповідно до плану експерименту. План експерименту визначає розташування досвідчених точок у факторному просторі (просторі незалежних змінних). План експерименту задається у вигляді матриці плану, наприклад у вигляді таблиці, кожен рядок якої відповідає умовам досвіду, а стовпець – значенням незалежної змінної в кожному досліді.

План-матриця експерименту пропонується програмою STATGRAPHICS залежно від виду розроблюваної регресійної моделі. У найпростішому випадку розглядається лінійна модель виду:

$$Y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i \cdot x_i + \sum_{i \neq j}^n b_{ij} \cdot x_i \cdot x_j, \quad (2)$$

де n – число вхідних факторів; Y – оцінка (розрахункове значення) відгуку (цільової функції); b – оцінки коефіцієнтів моделі.

У разі її неадекватності розглянутого процесу використовуються поліноміальні плани другого порядку виду:

$$Y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i \cdot x_i + \sum_{i \neq j}^n b_{ij} \cdot x_i \cdot x_j + \sum_{i=1}^n b_{ii} \cdot x_i^2, \quad (3)$$

Найбільш часто застосовуються центральні композиційні плани другого порядку.

Їх отримують додаванням спеціальних «зоряних» точок до «ядра», що складається з плану $2n$ для лінійної моделі, а також певної кількості експериментів в центрі плану (при фіксації значень всіх вхідних параметрів на нульовому рівні). Зоряні точки встановлюються на деякій відстані d від центру, званому «зоряним плечем».

Серед центрально-композиційних планів другого порядку найбільшого поширення набули ротатбельні плани.

Ці плани дають можливість передбачати значення функції відгуку з дисперсією (точністю), однаковою на рівних відстанях від центру плану (по всьому факторному простору).

Після складання план-матриці експериментів здійснюється реалізація відповідних їй дослідів. За результатами цих дослідів визначаються експериментальні значення цільової функції, які заносяться в план-матрицю експерименту порядково.

Етапи планування експерименту здійснюються безпосередньо в модулі DOE програми STATGRAPHICS.

4. Моделювання бурових та цементувальних розчинів.

У практиці переробки корисних копалин, будівельній, хімічній, нафто-газовій промисловості часто доводиться вирішувати завдання оптимізації складу багатокомпонентної суміші – наприклад, визначення оптимального гранулометричного складу вихідної сировини збагачувальних апаратів, складу композиційних реагентів, складу бурових та цементувальних розчинів і т.п.

Звичайні методи активного планування експерименту в даному випадку застосувати не можна, так як на

Статистичну математичну модель технологічного процесу одержують у вигляді полінома, наприклад:

$$W = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 - a_3X_3 - a_4X_4 + a_1a_2X_1 \cdot X_2 + a_1a_3X_1 \cdot X_3 - a_1a_4X_1 \cdot X_4 - a_{22}X_2^2 - a_{23}X_2 \cdot X_3 + a_{24}X_2 \cdot X_4 + a_{34}X_3 \cdot X_4$$

На рис. 5 показано узагальнене вікно графічного аналізу отриманого рівняння регресії.

Програма STATGRAPHICS дозволяє провести аналіз полінома, зокрема, одержати Паретто-графік, який покаже значимість коефіцієнтів рівняння, порівняти експериментальні (observed) і розрахункові (predicted) значення цільової функції, одержати тримірні поверхні відгуку і контурні криві за якими визначають область оптимуму функції відгуку.

незалежні змінні накладено обмеження:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1; x_i \geq 0 \quad (4)$$

де x_i – вміст і-того компонента в суміші, що з n компонентів, частки одиниці, тобто вміст усіх компонентів у будь-якої суміші завжди дорівнює одиниці або 100%.

У цих випадках застосовують метод активного планування експерименту для дослідження систем склад-властивість. Так як сума часток всіх компонентів, що складають суміш, дорівнює

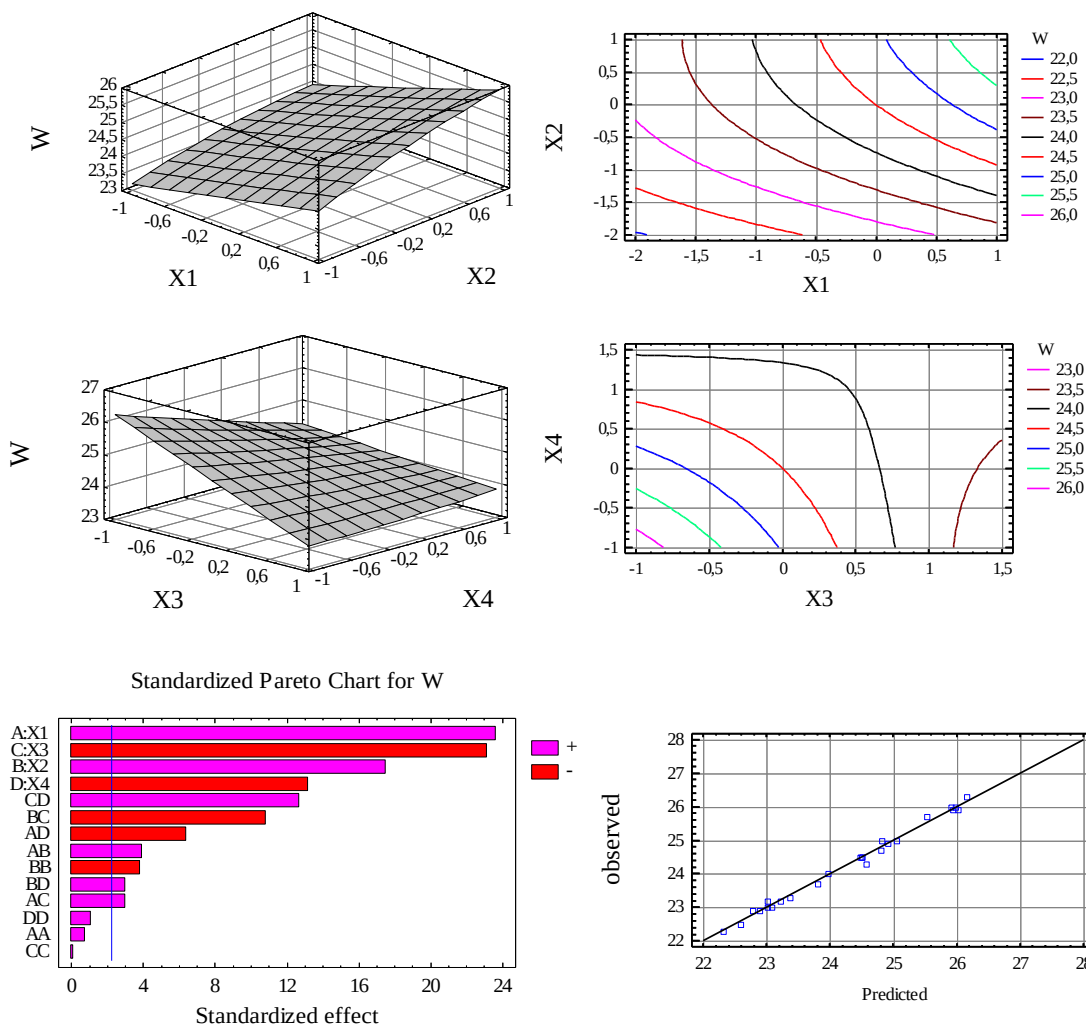


Рис.5. Узагальнене вікно графічного аналізу отриманого рівняння регресії

одиниці, то факторний простір може бути представлено правильним симплексом, для трьох компонентів правильним трикутником, для чотирьох - правильним тетраедром і т.д. Властивості складу досліджуються в наперед заданих точках симплекса, які утворюють так звану симплексну решітку.

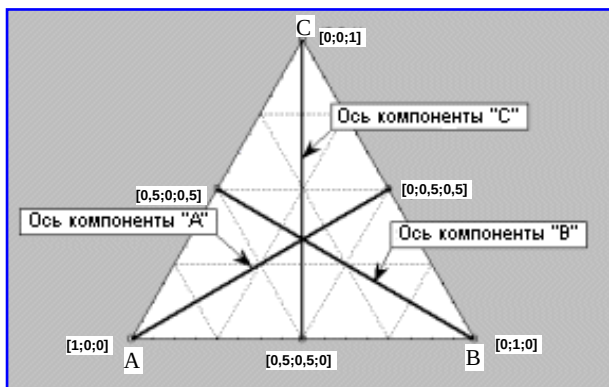


Рис. 6. Трикутна діаграма трикомпонентної суміші.

У разі трикомпонентної суміші кожній точці трикутної діаграми відповідає один, цілком певний склад, а кожному складу відповідає одна точка на діаграмі. У кожній вершині трикутної діаграми вміст одного компонента становить 100%. На протилежній цій вершині стороні вміст цього компонента дорівнює нулю. Сторони трикутника відповідають бінарним сумішам (див. рис. 6).

Розглянемо побудову концентраційного трикутника Гіббса, використововуваного при розробці та аналізі плану експерименту. З кожної вершини правильного трикутного симплекса проведемо висоту, розділимо кожну з них, наприклад, на десять частин і, провівши через отримані ділення прямі, паралельні відповідним сторонам трикутника, отримаємо трикутну сітку (див. рис. 7). Відлік ведемо від точок перетину висот і сторін трикутника. Кожна точка, що лежить в межах трикутного симплекса характеризується трьома координатами (вмістом компонентів А, В і С). Наприклад, точці α на рис.7 відповідає такий вміст компонентів: $A = 0,2$; $B = 0,5$; $C = 0,3$.

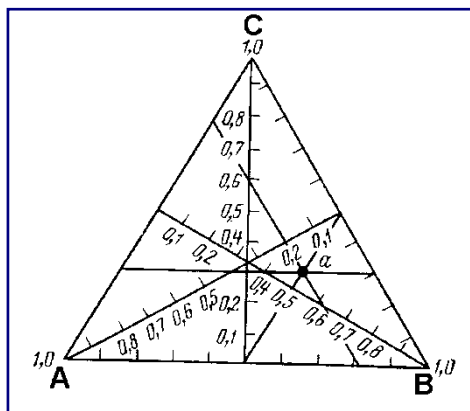


Рис. 7 – Концентраційний трикутник Гіббса

Як правило, поверхні відгуку в багатокомпонентних системах мають вельми складний характер. Для адекватного опису таких

поверхонь використовують поліноми високих ступенів. У разі трикомпонентних систем найбільш часто застосовуються плани другого і третього порядку, з розробкою квадратних і кубічних моделей відповідно.

Вигляд контурних графіків поверхні відгуку при симплекс-центроїдному плануванні показано на рис. 8. Чорною крапкою на обох контурних графіках позначено оптимальне співвідношення вмісту компонентів, що забезпечує максимальне значення цільової функції.

5. Моделювання і аналіз міцності деталей та механізмів, тепломасопередачі, течії флюїдів за допомогою комплексних програмних комплексів (SolidWorks та його аналогів).

Модуль Flow Simulation програмного середовища SolidWorks дає можливість моделювання процесів: - стаціонарні і нестаціонарні течії; - стискування і нестискування (рідини або гази) течії, включаючи до-, транс- і надзвукові режими; - ідеальні і реальні гази; - неньютонівські рідини; - одно і багатокомпонентні течії без хімічних взаємодій і розділення фаз; - спільні розрахунки течії рідини або газу та теплопередачі всередині твердого тіла без наявності границі розділення газ – рідина; - ламінарні і турбулентні течії, враховуючи ламінарний/турбулентний перехід; - «заморожування» течій для розділення «швидких» і «повільних» процесів; - течії в пористих середовищах з урахуванням теплопровідності стінок; - урахування шорсткості стінок; - зовнішні і/або внутрішні течії; - конвекційний теплообмін, вільна, вимушена або змішана конвекція; - радіаційний теплообмін з управлінням прозорістю стінок і розділенням властивостей стінок для теплообміну випромінюванням і сонячною радіацією; - розрахунок траєкторій твердих частинок і крапель в потоці та ін.

Початковими і граничними умовами можуть задаватися наступні вихідні параметри:

- швидкість, тиск (статичний, динамічний, оточуючого середовища), масові та об'ємні витрати;
- температура, концентрація компонентів, параметри турбулентності;
- витратно-напірні характеристики віртуальних вентиляторів;
- різноманітні типи стінок, включаючи шорсткість, коефіцієнт тепловіддачі і параметри умовного середовища на стінках, що не межують з реальним текучим середовищем;
- джерела тепла (об'ємні і поверхневі), віртуальні тепло вентилятори;
- можливості вказати залежність граничних умов та параметрів від часу та координат;
- симетрія відносно базових площин і періодична симетрія.

Результати дослідів виводяться у вікні SolidWorks.

Існує можливість виводу функції на будь-якій площині у вигляді кольорових епюр, векторів та ізоліній, відображення результатів за допомогою ізоповерхонь. За результатами розрахунків можна

створювати трирівневі траєкторії; виводити характеристики розрахунків, розподіл будь-якої характеристикою вздовж будь-якої кривої в MS Excel. Вітчизняними фахівцями накопичено досвід моделювання за допомогою ресурсу SolidWorks ряду об'єктів нафтогазової промисловості, зокрема, гвинтових вибійних двигунів (ГВД), статичних змішувачів, циклонів, елеваторів, засувок, мішалок тощо.

На рис. 9 показано приклад моделювання силової секції ГВД.

При течії флюїдів цим методом отримують параметричні поля тисків, температур, швидкостей течії флюїдів, поля інтенсивності турбулентностей, масштабів турбулентностей та ін..

Для визначення характеру навантажень і точок критичних напружень у деталях та механізмах застосовують модуль Simulation// SolidWorks.

Приклад дослідження поля напружень у елеваторі бурильної колони показано на рис. 10.

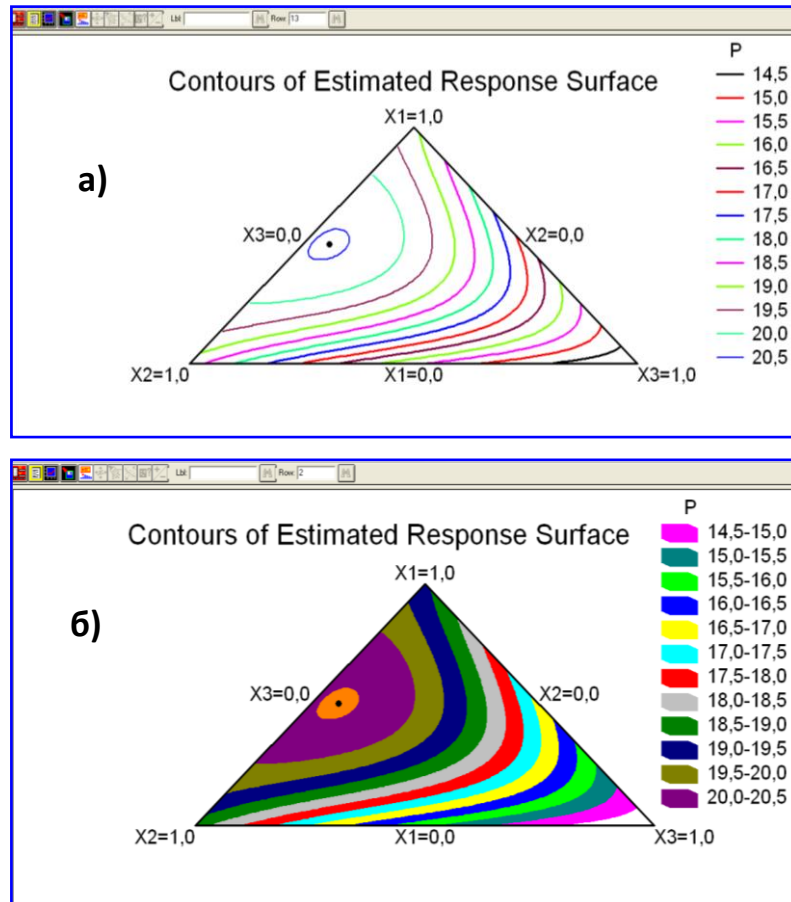


Рис. 8. – Контурні графіки поверхні відгуку

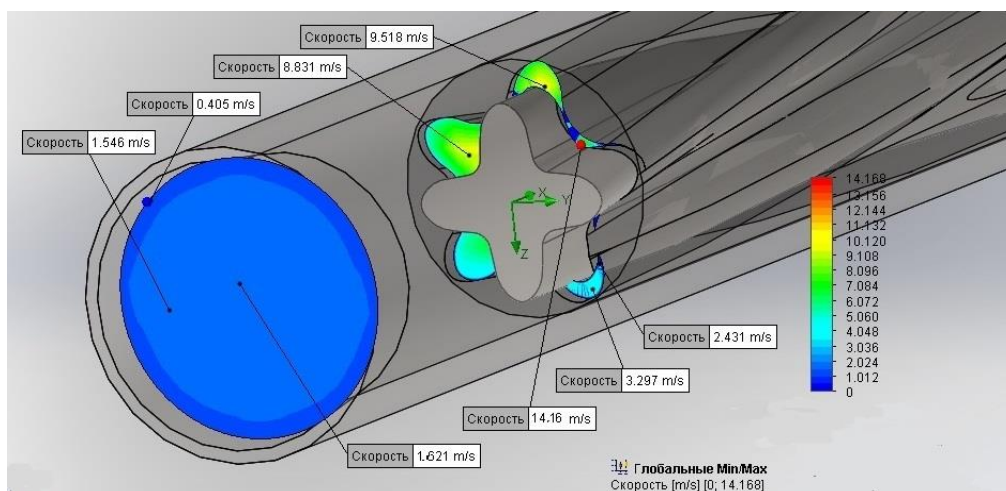


Рис. 9. Модель поля швидкостей в поперечних площинах перерізу робочої пари «ротор – статор» в характерних точках максимуму та мінімуму швидкості.

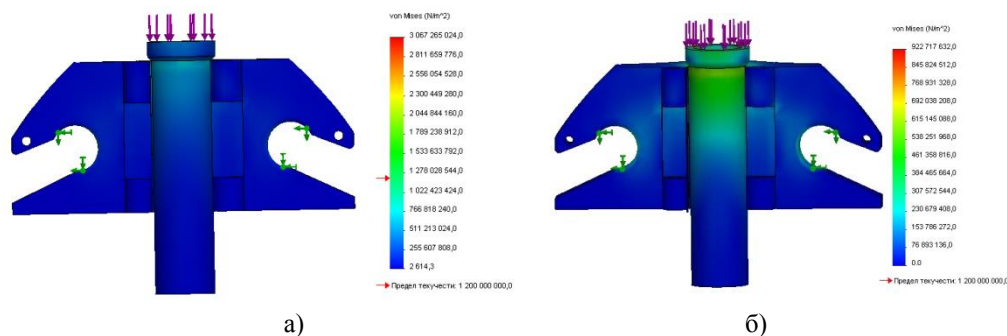
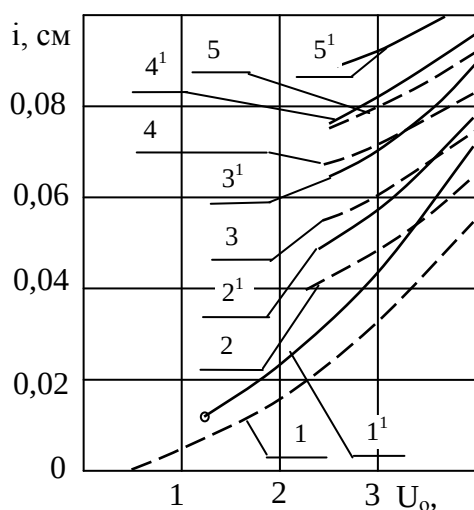


Рис. 10 – Дослідження результатів напруження елеватора бурильної колони при навантаженні 2500 кН = 250 т: а) до модернізації; б) після модернізації.

6. Моделювання процесів гідро/пневмотранспорту флюїдів та пульп

Об'єктом моделювання є процес або самі установки трубопровідного транспорту флюїдів (нафта, природний газ, газовий конденсат, пластова вода) та бурового і цементувального розчинів. При цьому установки трубопровідного транспорту – промислові або магістральні. Як правило, функція відгуку – питомий гідравлічний опір та втрати напору при транспортуванні флюїдів і гідросумішей (рис. 11).



— — — Гідравлічно гладкий трубопровід
 ————— Шорсткий трубопровід

1-1¹ – вода; 2-2¹, 3-3¹, 4-4¹, 5-5¹ – концентрація 3,7; 7,1; 13,2; 16,8 %.

Рис. 11. Залежність питомих гідравлічних опорів i від швидкості пульпи U_0 (м/с) в гідравлічно гладких та шорстких трубах.

Вузлове питання при моделюванні процесів гідро/пневмотранспорту

– вибір моделі – теоретична (математична), емпірична(фізична) чи змішана теоретично-емпірична[15].

Для рідин і газів прийнятні всі три моделі.

Для пульп ситуація ще складніша.

Незавершеність теоретичних розробок у галузі

гідродинаміки потоків, які переносять тверді частинки в завислому стані, з одного боку, та необхідність рішення практичних інженерних завдань при створенні гідротранспортних систем різного призначення – з іншого, визначили два напрямки вирішення цієї проблеми:

- розробки напівемпіричних теорій із виділенням певних ознак, які можуть бути базою для відповідних прикладів переносу твердих частинок потоком рідини, та створення на їх основі методів розрахунку параметрів гідротранспорту визначених груп твердих сипких матеріалів (в т.ч бурових і цементувальних розчинів, шламових сумішей, запінених пульп);

- подальшого розвитку теорії потоків, які переносять тверді частинки в завислому стані, та розробки на основі цього узагальненої (універсальної) методики інженерних розрахунків параметрів гідравлічного транспортування.

3. ВИСНОВКИ

Виконано огляд та аналіз основних об'єктів моделювання в нафтогазовій промисловості – родовищ, буріння свердловин, технологічних процесів та пристроїв нафтових і газових промислів, транспорту флюїдів та пульп.

Визначено характерні особливості об'єктів моделювання, способи моделювання, програмне забезпечення, наведені приклади моделювання окремих об'єктів.

Визначені перспективні напрямки розвитку математичного моделювання об'єктів в нафтогазовій промисловості шляхом цільового використання спеціалізованого програмного забезпечення.

Напрямки подальших досліджень.

Емітаційне, прогнозне, триваєрне та натурне моделювання об'єктів, систем та процесів нафтогазової галузі можуть включати та все частіше демонструють в Україні найсучасніші методології та підходи.

Формат статті не дозволяє охопити відомі та перспективні аспекти галузевого моделювання. Більш широке висвітлення відповідних надбань автори планують виконати в наступній цільовій серії публікацій.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Стеценко, І.В. Моделювання систем. М-во освіти і науки України, Черкас. держ. технол. ун-т. – Черкаси : ЧДТУ, 2010. – 399 с.
2. Mason Buettner. SGS Geostat wins Integra Gold Corp's Gold Rush Challenge / Mason Buettner. // Canadian Mining & Energy. – 2016. Erik Ronald. Rules of Thumb for Geological Modeling / Erik Ronald. // Mining Geology HQ. – 2017. Захарова А.А. Оптимизация процесса цифрового 3D-моделирования месторождений нефти и газа / Захарова А.А., Иванов М.А.. // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – №5. – С. 119–121.
3. Хакимова А.С. Основные этапы геологического моделирования месторождений нефти и газа / Хакимова А.С.. // Символ науки. – 2016. – №8. – С. 35–36.
4. G. Aydin. Production Modeling in the Oil and Natural Gas Industry: An Application of Trend Analysis // Petroleum Science and Technology. Volume 32, 2014 - Issue 5. Pages 555-564.
5. Соколов, В. С. С594 Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 146 с.
6. Kong Chyong Chi. DYNAMICS OF THE UK NATURAL GAS INDUSTRY: SYSTEM DYNAMICS MODELLING AND LONG-TERM ENERGY POLICY ANALYSIS. // Kong Chyong Chi, David M. Reiner, William J. Nuttall. /EPWG Working Paper 0913 Cambridge Working Paper in Economics 0922. - Publication May 2009.
7. Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі. Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний технічний університет нафти та газу. 1999 р.
8. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 215 с.
9. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование место-рождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского поли-технического университета, 2012. – 99 с.
10. Синев С.В. Модели процесса бурения. // Нефтегазовое дело, 2009. С. 1-23. Электронный ресурс. [Режим доступа]: http://ogbus.ru/authors/Sinev/Sinev_1.pdf
11. Ситников Н.Б. Моделирование и оптимизация процесса бурения геологоразведочных скважин. 2007. / Автореф. дис. работы на соиск. докт. техн.наук. Электронный ресурс. [Режим доступа]: <http://www.dissercat.com/content/modelirovanie-i-optimizatsiya-protsesta-bureniya-geologorazvedochnykh-skvazhin>
12. Ситников Н.Б., Макаров Л.В. Математическая модель процесса бурения глубоких геологоразведочных скважин // Изв. вузов. Горный журнал,- 1992,- №1, - С.62-68. Электронный ресурс. [Режим доступа]: <http://www.dissercat.com/content/modelirovanie-i-optimizatsiya-protsesta-bureniya-geologorazvedochnykh-skvazhin#ixzz3ks200z9X>
13. Сегреєв П. В., Білецький В. С. Комп'ютерне моделювання технологічних процесів переробки корисних копалин (практикум) — Маріуполь: Східний видавничий дім, 2016. — 119 с.
14. Darin Grosser. The Future of SolidWorks Has 'Always' Been. 2011. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://blog.dasisolutions.com/2011/09/27/the-future-of-solidworks-has-always-been-in-your-hands/>
15. Світлий Ю. Г., Білецький В. С. Гідравлічний транспорт (монографія). — Донецьк: Східний видавничий дім, Донецьке відділення НТШ, «Редакція гірничої енциклопедії», 2009. — 436 с.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Метою роботи є огляд і аналіз сучасного стану моделювання покладів та родовищ нафти і газу, технологічних процесів і пристроїв застосовуваних у нафтогазовій промисловості. Задача статті – залучити у науковий обіг позитивний досвід моделювання, привернути увагу науковців і практиків до можливостей математичного моделювання у нафтогазовій геології та інженерії.

Методи. Математичне і фізичне моделювання.

Результати. Виконано огляд та аналіз основних об'єктів моделювання в нафтогазовій промисловості – родовищ, процесу буріння свердловин, технологічних процесів та пристроїв нафтових і газових промислів, транспорту флюїдів та пульп. Визначено характерні особливості об'єктів моделювання, способи моделювання, програмне забезпечення, наведені приклади моделювання окремих об'єктів. Визначені перспективні напрямки розвитку математичного моделювання об'єктів в нафтогазовій промисловості.

Наукова новизна. Системно проаналізовано основні об'єкти моделювання в нафтогазовій промисловості та методи і програмні продукти використовувані для моделювання.

Практичне значення. Залучено у науковий обіг позитивний досвід моделювання об'єктів в нафтогазовій промисловості – родовищ, буріння свердловин, технологічних процесів та пристроїв нафтових і газових промислів, транспорту флюїдів та пульп.

Ключові слова: нафтогазова промисловість, математичне моделювання, планування експериментів, геологічне моделювання, ротатбельні плани, симплекс-центроїдні плани, Simulation// SolidWorks.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Целью работы является обзор и анализ современного состояния моделирования залежей и месторождений нефти и газа, технологических процессов и устройств применяемых в нефтегазовой промышленности. Задача статьи – включить в научный оборот позитивный опыт моделирования, привлечь внимание ученых и практиков к возможностям математического моделирования в нефтегазовой геологии и инженерии.

Методы. Математическое и физическое моделирование.

Результаты. Выполнен обзор и анализ основных объектов моделирования в нефтегазовой промышленности - месторождений, процесса бурение скважин, технологических процессов и устройств нефтяных и газовых промыслов, транспорта флюидов и пульп. Определены характерные особенности объектов моделирования, способы моделирования, программное обеспечение, приведены примеры моделирования отдельных объектов. Определены перспективные направления развития математического моделирования объектов в нефтегазовой промышленности.

Научная новизна. Системно проанализированы основные объекты моделирования в нефтегазовой промышленности, методы и программные продукты используемые для моделирования.

Практическое значение. Привлечено в научный оборот позитивный опыт моделирования объектов в нефтегазовой промышленности – месторождений, процесса бурения скважин, технологических процессов и устройств нефтяных и газовых промыслов, транспорта флюидов и пульп.

Ключевые слова: нефтегазовая промышленность, математическое моделирование, планирование экспериментов, геологическое моделирование, ротатбельные планы, симплекс-центроидные планы, Simulation // SolidWorks.

ABOUT AUTHORS

Biletsky Volodymyr, doctor of engineering science, professor of the National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

Sergeev Pavlo, doctor of engineering science, professor of the Donetsk National Technical University

Mykhailo Tyk, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil and gas recovery, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

Kozyrets Sergij, magistrate, Department of Oil and gas recovery, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"



UDC 622.276.054

НАПРУЖЕНИЙ СТАН З'ЄДНАННЯ СКЛОПЛАСТИКОВОЇ ОБОЛОНКИ ЗІ СТАЛЕВОЮ ГОЛОВКОЮ ПРИ КРУЧЕННІ

Максимук О.В.¹, Копей Б.В.^{2*}, Юй Шуанжуй²

¹Львівський національний університет імені Івана Франка, вул. Університетська 1, м. Львів, 79000,

²Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська 15; тел. 727101, e-mail: kopeyb@ukr.net

*Відповідальний автор: e-mail kopeyb@ukr.net,

STRESS CONDITION OF CONNECTING THE GLASSPLASTIC SHELL WITH THE STEEL HEAD DURING TORSION

Maksimuk O.V.¹, Kopej B.V.^{2*}, Juj Shuanzhui²

¹Lviv Ivan Franko National University, st. University 1, Lviv, 79000,

²Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, 76019, Ivano-Frankivsk, Carpathian 15; tel. 727101, e-mail: kopeyb@ukr.net

*Corresponding author: e-mail dichre@yahoo.com, tel. +380562472348, fax: +380562473209

ABSTRACT

Purpose. Analysis of the stress state of a glass-plastic compound joint with a steel head during torsion, as an example of a connection of a construction of a pump rod with a polymeric sheath.

Methods. The problems under consideration are reduced to the compilation of integral equations and their solution.

Findings. As a result, graphical dependences of the influence of the adhesive layer on the contact stress are obtained in the case of torsion of the composite shell with a rigid cage and distribution of stress along the thickness of the composite sheath connected to the rigid cage.

Originality. It is the use of the generalized theory of shells of the Timoshenko type for solving contact problems.

Practical implications. The carried out researches have allowed to develop a technique of connection of fiberglass pipes with steel heads during torsion.

Keywords: Pump rods, fiberglass shells, steel heads, contact voltages, mathematical model.

1. ВСТУП

Ефективне застосування в інженерній практиці з'єднань конструкцій насосних штанг з ПКМ (полімерних композитних матеріалів), які працюють у складних умовах контактної взаємодії, пов'язане з розв'язуванням контактної проблеми.

Складність розв'язування задачі полягає у визначенні контактних напружень у з'єднанні різнорідних елементів конструкції, що є головними характеристиками його контактної міцності і жорсткості при заданому навантаженні.

В основу досліджень, поданих у даному підрозділі, взято узагальнену теорію оболонок типу Тимошенка [1]. У роботі розглядаються деякі особливі випадки навантаження і контактної взаємодії (ідеальний контакт, через проміжний адгезійний шар).

Для розв'язування контактних задач використано методику зведення їх до інтегральних рівнянь [2].

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

Постановка задачі. Запропоновані схеми конструктивних з'єднань моделюються композитною циліндричною оболонкою скінченної довжини, що перебуває в контактній взаємодії з жорстким кільцевим бандажем (рис.1).

Наведемо розрахунок контактних напружень для типових випадків експлуатаційного навантаження з урахуванням особливостей умов контакту (ідеальний контакт з ефектом обтиснення або наявність клейового прошарку).

У рамках запропонованої математичної моделі розглядається кручення композитної циліндричної оболонки, яка взаємодіє на ділянці $0 \leq \alpha \leq s$ її довжини l з жорстким бандажем (рис. 1). Для забезпечення необхідної міцності з'єднання оболонки з ПКМ зі сталеву обоймою контакт відбувається через клейовий прошарок товщини $2h_k$.

Несуча здатність даного конструктивного з'єднання, з огляду на умови навантаження, визначається максимальним моментом M , який прикладений до вільного торця оболонки. За заданих умов навантаження лицьових поверхонь оболонки ($\sigma_2^+ = 0, \sigma_3^- = 0$) дія бандажу виявляється тільки через тангенціальну реакцію. Тут і надалі позначення відповідають роботі [3].

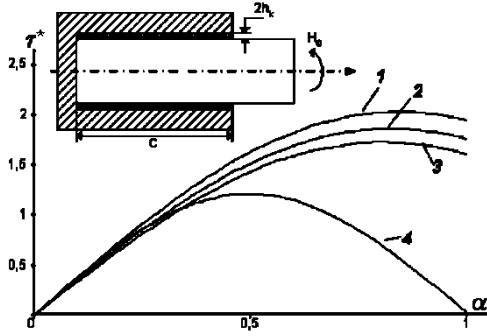


Рисунок 1. Вплив клейового прошарку на контактне напруження при крученні композитної оболонки з жорсткою обіймою

Таким чином, задача полягає у визначенні контактної дотичної напруження $\tau(\alpha)$, що виникає в області зчеплення $0 \leq \alpha \leq c$ складових елементів конструкції.

У цьому випадку основні співвідношення мають вигляд:

$$\frac{dS}{d\alpha} + Q_2 = -R(\sigma_{31}^+ - \sigma_{31}^-), \quad (1)$$

$$\frac{dH}{d\alpha} - RQ_2 = -hR(\sigma_{31}^+ + \sigma_{31}^-);$$

співвідношення пружності

$$S = \frac{B_{12}}{R} \frac{dv}{d\alpha}, \quad Q_2 = \Lambda_2 \left(\gamma - \frac{1}{R} v \right) + \frac{h}{3} (\sigma_{31}^+ + \sigma_{31}^-), \quad (2)$$

$$H = \frac{D_{12}h}{R} \frac{d\gamma}{d\alpha}, \quad M = 2\pi R(H + SR),$$

де:

$\gamma = \gamma_2$ – кут повороту нормального волокна, v – переміщення в напрямку координати α , R – радіус серединної поверхні оболонки. S , Q_2 , H , M , – відповідні зусилля і моменти,

$$\Lambda_2 = \frac{5hG'}{3}, \quad B_{12} = \frac{Eh}{1+\nu}, \quad D_{12} = \frac{Eh^2}{3(1+\nu)}.$$

З умов задачі випливає, що в середині оболонки відсутнє навантаження $\sigma_{31}^- = 0$, а ззовні оболонки

$$\sigma_{31}^+(\alpha) = \begin{cases} \tau(\alpha), & 0 \leq \alpha \leq c, \\ 0, & c < \alpha \leq l, \end{cases} \quad (3)$$

де:

$\tau(\alpha)$ – невідоме контактне дотичне напруження.

З урахуванням навантаження і закріплення торців оболонки граничні умови формулюються в такий спосіб

$$\gamma = 0, \quad v = 0 \quad (\alpha = 0), \quad S = 0, \quad H = H_0 \quad (\alpha = l). \quad (4)$$

У разі наявності адгезійного шару в області контактної взаємодії оболонки і бандажу відповідно до моделі [4] умова контакту має вигляд

$$v(\alpha) = -k\tau(\alpha) \quad (0 \leq \alpha \leq c), \quad (5)$$

де:

$k = 2h_k/G'_k$ – коефіцієнт, який характеризує зсувну жорсткість адгезійного шару, G'_k – модуль зсуву.

Отже, математична модель сформульованої задачі – це система диференціальних рівнянь (1) разом з умовами (4), (5).

Метод розв'язку. Крайову задачу (1), (4) записуємо у вигляді задачі Коші для системи рівнянь першого порядку (схему зведення див. у [5]). В описаному випадку матриця $A = \{a_{ij}\}_{i,j=1}^4$ системи має такі відмінні від нуля елементи:

$$a_{13} = 1, \quad a_{14} = 1, \quad a_{31} = \frac{\Lambda_2 R^2}{D_{12} h}, \quad a_{32} = -\frac{l}{R} a_{31}, \quad a_{41} = -\frac{R}{l} \frac{\Lambda_2}{B_{12}}, \quad a_{42} = \frac{\Lambda_2}{B_{12}}.$$

Решта елементів матриці A дорівнюють нулю.

Вектори шуканих функцій $Z(\alpha)$ і правої частини системи $F(\alpha)$ тут визначаються в такий спосіб:

$$Z(\alpha) = (z_1, \dots, z_4)^T = \left(\gamma, v, \frac{d\gamma}{d\alpha}, \frac{dv}{d\alpha} \right)^T, \quad F(\alpha) = (0, 0, \mu \sigma_{31}^+, \chi \sigma_{31}^+)^T,$$

де:

$$\mu = -\frac{5}{6} \frac{R^2 E}{D_{12}}, \quad \chi = -\frac{R}{l} \frac{E}{B_{12}} \left(\frac{h}{6} + R \right), \quad \bar{v} = v/l, \quad \bar{\sigma}_{31}^+ = \sigma_{31}^+/E -$$

безрозмірні величини, σ_{31}^+ визначається згідно (4).

Згідно вибраної методики одержуємо розв'язок крайової задачі у вигляді

$$z_i(\alpha) = \sum_{k=1}^4 C_k g_{ik}(\alpha) + \int_0^\alpha (\mu g_{i3}(\alpha-s) + \chi g_{i4}(\alpha-s)) \bar{\tau}^+(s) ds, \quad i=1, \dots, 4 \quad (6)$$

Тут $g_{ij}(\alpha)$ – компоненти матрицанта $G(\alpha) = e^{A\alpha}$.

Із умов (4) при $\alpha = 0$, враховуючи введені позначення, випливає, що $C_1 = C_2 = 0$. Ще дві сталі C_3, C_4 визначаються з умов (4) при $\alpha = l$.

На підставі формули для тангенціального переміщення в області контакту $0 \leq \alpha \leq c$ одержуємо вираз

$$\bar{v}(\alpha) = z_2(\alpha) = C_3 g_{23}(\alpha) + C_4 g_{24}(\alpha) + \int_0^c (\mu g_{23}(\alpha-s) + \chi g_{24}(\alpha-s)) \bar{\tau}(s) ds$$

Далі, відповідно до описаної схеми розв'язування, контактна задача зводиться до інтегрального рівняння відносно $\tau^* = \tau R^2/H_0$,

$$\tau^*(\alpha) + \int_0^c K(\alpha, s) \tau^*(s) ds = f(\alpha)$$

де

$$K(\alpha, s) = \frac{1}{k_0} \begin{cases} \mu g_{23}(\alpha - s) + \chi g_{24}(\alpha - s) - y_3(\alpha), & 0 \leq s \leq \alpha; \\ -y_3(\alpha), & \alpha < s \leq c, \end{cases}$$

$$y_3(\alpha) = y_1(\alpha)(\mu g_{33}(l - s) + \chi g_{34}(l - s)) + y_2(\alpha)(\mu g_{43}(l - s) - \chi g_{44}(l - s)),$$

$$y_1(\alpha) = \frac{1}{\delta} (g_{44}(l) g_{23}(\alpha) - g_{43}(l) g_{24}(\alpha)),$$

$$y_2(\alpha) = \frac{1}{\delta} (g_{33}(l) g_{24}(\alpha) - g_{34}(l) g_{23}(\alpha)),$$

$$\delta = g_{33}(l) g_{44}(l) - g_{43}(l) g_{34}(l),$$

$$f(\alpha) = \frac{R^3 E}{D_{12} h} y_1(\alpha), \quad k_0 = \frac{k E}{l}.$$

Використовуючи знайдений розв'язок, згідно з рис.2 для визначення безрозмірної величини крутного моменту $H^* = H/H_0$ в області $0 \leq \alpha \leq c$ одержуємо формулу

$$H^*(\alpha) = \frac{D_{12} h}{E R^3} (C_3 g_{33}(\alpha - s) + C_4 g_{34}(\alpha)) + \int_0^c (\mu g_{33}(\alpha - s) + \chi g_{34}(\alpha - s)) \tau^*(s) ds. \quad (8)$$

В області $c \leq \alpha \leq L$ функція $H^*(\alpha)$ має вигляд (8), лише верхня межа інтегрування α замінюється на c . На підставі (2) і (6) для зсувного зусилля $S^* = SR/H_0$ у вказаній області $c \leq \alpha \leq L$ можемо записати

$$S^*(\alpha) = \frac{B_{12} l}{E R^2} (C_3 g_{43}(\alpha) + C_4 g_{44}(\alpha)) + \int_0^c (\mu g_{43}(\alpha - s) + \chi g_{44}(\alpha - s)) \tau^*(s) ds.$$

В області $c < \alpha \leq L$ функція $S^*(\alpha)$ визначається аналогічно функції $H^*(\alpha)$ в цій області.

Враховуючи особливості композитних матеріалів щодо міцності, важливо знайти розподіл дотичних напружень σ_{12}^* уздовж та по товщині циліндричної оболонки. Розрахунок безрозмірної величини напруження $\sigma_{12}^* = R^2 \sigma_{12}/H_0$ здійснювався за формулою

$$\sigma_{12}^* = \frac{1}{2} \left(\frac{R}{h} \right) S^* + \frac{3}{2} \left(\frac{R}{h} \right)^2 H \left(\frac{z}{h} \right),$$

де:

$$-h \leq z \leq h.$$

Отже, маючи розв'язки контактних задач легко виписати основні характеристики напружено-деформованого стану оболонки. Метод побудови

розв'язку контактних задач дає достатню для інженерної практики точність результатів.

На рис. 1 наведені результати розрахунку дотичних контактних напружень $\tau^*(\alpha)$ при крученні оболонки.

Графіки побудовані для безрозмірної величини $\tau^*(\alpha) = R^2 \tau(\alpha)/H_0$.

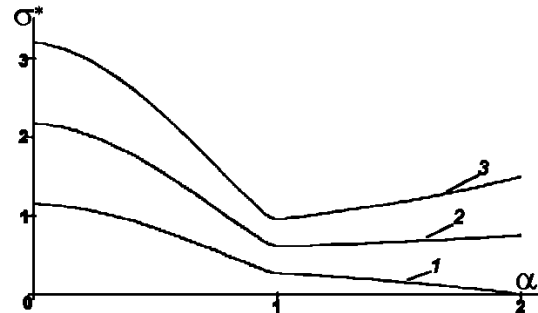


Рисунок 2. Розподіл напруження σ_{12}^* по товщині композитної оболонки, з'єднаної з жорсткою обоймою

Задача розв'язана для таких значень параметрів з'єднання:

$$E/G' = 7.6, \quad \nu = 0.18, \quad l/R = 2, \quad h/R = 1, \quad c/R = 1, \quad h_k/h = 0.001, \quad E = 19 \text{ ГПа}.$$

Криві 1–4 побудовані для значень параметра $G'_k = 0.95, 1.0, 1.05, 2.8$ ГПа відповідно.

На рис. 2 зображені графіки розподілу напруження σ_{12}^* по товщині композитної оболонки вздовж осової координати α . Криві 1–3 побудовані при $z = 0, 0.5, 1.0$ відповідно, де $\bar{z} = z/h$. З поданих на рис. 2 графіків можна зробити висновок, що максимум контактного напруження $\tau^*(\alpha)$ досягається на деякій відстані від жорстко закріпленого краю, причому зі збільшенням G'_k концентрація τ^* зменшується, а максимум при цьому спостерігається ближче до закріпленого краю.

3. ВИСНОВКИ

Запропонована методика розв'язування контактних задач зручна в застосуванні, запропонована її програмна реалізація, що дає змогу виконувати багатопараметричний аналіз розрахункових величин.

На підставі проведених досліджень створений ряд промислових зразків насосних штанг із ПКМ [6], що у порівнянні зі сталевими мають значні переваги: дають змогу підвищити опірність корозійній дії агресивних середовищ, істотно скоротити їхню аварійність при експлуатації.

ВДЯЧНІСТЬ

Автори висловлюють подяку Щербині Наталії Миколаївні, старшому науковому співробітнику Інституту прикладної механіки та математики НАУ за теоретичні проробки, які містить стаття.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Peleh B.L., Suhorol's'kij M.A. (1980). Kontaktnye zadachi teorii uprugih anizotropnyh obolochek. *Nauk. Dumka.* 216.
2. Kopej B., Kindrachuk S., Maksimuk O., Shherbina N. (1998). Kontaktna zhorstkist' konstruktyvnogo z'jednannja kompozitnoi obolonky pry kruchenni. *Mashynoznavstvo.* 11. 2-5.
3. Kopej B.V., Maksymuk O.V., Shherbina N.M., Rozgonjuk V.V. & Kopej V.B. (2003). Nasosni shtangy ta truby z polimernyh kompozytiv: proektuvannja, rozrahunok, vyprobuvannja. *NAN Ukrai'ny IPPMM im. Ja.S. Pidstrygacha.* 352.
4. Maksymuk O.V., Mahnic'kyj R.M. & Shherbina N.M. (2005). Matematychni modeljuvannja ta metody rozrahunku tonkostinnyh kompozytnyh konstrukcij. *NAN Ukrai'ny IPPMM im. Ja.S. Pidstrygacha.* 396.
5. Peleh B.L., Maksymuk A.V. & Korovajchuk Y.M. (1988). Kontaktnye zadachi dlja sloistyh jelementov konstrukcij i tel s pokrytijami. *Nauk.dumka.* 280.
6. B. V. Kopej, Juj Shuanzhuj & V. I. Orlenko. (2017). Skinchenno-elementnyj analiz z'jednannja skloplastikovoi nasosnoi shtangy. *Materialy Vseukrai'ns'koi naukovo-tehnicnoi konferencii «Nafta i gaz. Nauka-osvita-vyrobnytvo: shljahy integracii ta innovacijnogo rozvytku».* 104-109.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Аналіз напруженого стану з'єднання склопластикової оболонки зі сталеву головою при крученні на прикладі з'єднання конструкції насосних штанг з полімерною оболонкою.

Методика. Розглянуті проблеми зводяться до складання інтегральних рівнянь і їх розв'язання.

Результати. В результаті побудовані графічні залежності впливу клейового шару на контактне напруження при крученні композитної оболонки з жорсткою обіймою і розподілу напруги по товщині композитної оболонки, з'єднаної з жорсткою обіймою.

Наукова новизна. Полягає у використанні узагальненої теорії оболонок типу Тимошенка для розв'язання контактних задач.

Практична значимість. Проведені дослідження дозволили розробити методику з'єднання склопластикових труб зі сталевими головками при крученні.

Ключові слова: Штанги насосні, склопластикові оболонки, сталеві головки, контактні напруги, математична модель.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Анализ напряженного состояния соединения стеклопластиковой оболочки со стальной головкой при кручении на примере соединения конструкции насосных штанг с полимерной оболочкой.

Методика. Рассматриваемые проблемы сводятся к составлению интегральных уравнений и их решению.

Результаты. В результате построены графические зависимости влияния клеевого слоя на контактное напряжение при кручении композитной оболочки с жесткой обоймой и распределения напряжения по толщине композитной оболочки, соединенной с жесткой обоймой.

Научная новизна. Заключается в использовании обобщенной теории оболочек типа Тимошенко для решения контактных задач.

Практическая значимость. Проведенные исследования позволили разработать методику соединения стеклопластиковых труб со стальными головками при кручении.

Ключевые слова: Насосные штанги, стеклопластиковые оболочки, стальные головки, контактные напряжения, математическая модель.

ABOUT AUTHORS

Maksimuk O.V. Professor of Lviv Ivan Franko National University, st. University 1, Lviv, Ukraine

Kopej B.V. Professor of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine.

E-mail: kopeyb@ukr.net

Juj Shuanzhuj. Student of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine.

ЗМІСТ

<i>Е.Ф. Шнюков, В.П. Коболев</i> О глубинной природе дегазации дна Черного моря	1-11
<i>О. Барташук, Є. Єрошин, В. Каменев, В. Бугрим</i> Еволюція напружено-деформованого стану земної кори Дніпровсько-Донецького палеорифту у фанерозої	12-26
<i>І.В. Височанський, Г.Є. Святенко</i> Природні резервуари і морфогенетичні типи пасток, покладів і родовищ вуглеводнів у мезозойському нафтогазоносному комплексі Дніпровсько-Донецької западини.	27-35
<i>В.Білецький, К.Шпильовий</i> Особливості збагачення рідкіснометалевої руди у відцентровому полі	36-43
<i>В. М. Орловський, А. М. Похилко, В. В. Крицький</i> Сучасні тампонажні матеріали	44-52
<i>Л. Педченко, Н. Педченко</i> Особливості розробки газогідратних покладів на основі технології свердловинного гідровидобутку	53-59
<i>Г.І. Гайко</i> Освоєння підземного простору в концепції сталого розвитку великих міст	60-64
<i>Ю. Мосора, І. Костриба, М. Бембенек</i> Надійність противикидного обладнання – важливий чинник підвищення безпеки при спорудженні та освоєнні нафтогазових свердловин	65-71
<i>В. П. Червінський, Р. Ю. Мельник</i> Відновлення електробуріння в Україні	72-76
<i>В. П. Червінський, Р. Ю. Мельник</i> Збільшення надійності і безпеки експлуатації високодебітних свердловин	77-80
<i>Є. Шапченко, М. Фик, В. Романова</i> Аналіз динаміки та кореляції показників видобування, зберігання та споживання газу індустріально-географічної зони	81-85
<i>В.Білецький, П.Сергєєв, М.Фик, С.Козирець</i> Моделювання в нафтогазовій промисловості	86-98
<i>О.В.Максимук, Б.В.Копей, Юй Шуанжуй</i> Напружений стан з'єднання склопластикової оболонки зі сталевую головою при крученні	99-102



Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
кафедра «Видобування нафти, газу та конденсату»
61002, Україна, м. Харків,
вул. Пушкінська, 85, корпус У-4,
Телефон: (057) 707-65-15; (067) 717-80-68
E-mail: dngik@ukr.net



ГЕОТЕХНОЛОГІЇ

Науково-технічний журнал

Число 1

Комп'ютерна верстка	Корольова В.О.
Обкладинка	Фик М.І.
Редактор випуску	Білецький В.С.

Рекомендовано до друку кафедрою «Видобування нафти, газу та конденсату» ,
Протокол №10 від 24.04.2018,
Вченою радою Навчально-наукового Інституту хімічних технологій та інженерії,
Протокол №4 від 24.05.2018
Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»

Підп. до друку оригінал-макета 05.05.2018.
Формат 60x84 1/16. Папір офісний.
Друк цифровий. Гарнітура Times. Ум. друк. арк. 12,0.
Обл. вид. арк. 10. Зам.0408-2018. Наклад 100 пр.