



Журнал виходить за підтримки редакції
української «Гірничої енциклопедії»



ГЕОТЕХНОЛОГІЇ

Число 2

ISSN 2616–8839

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

2019

**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;

Барташук 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;

Наунко 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. Е–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 2

ISSN 2616–8839

Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»

2019

**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;

Барташук 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;

Науко 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.
Адрес 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 2

ISSN 2616–8839

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

2019

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;

Bartyschuk 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/>



УДК551.14./16:550.834+552.1+551.24

ПОЯСА БЕЗОПАСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ ДОНБАССА

В.П. Коболев

*Институт геофизики им. С.И. Субботина НАНУ, Киев, Украина
e-mail vpkobolev@ukr.net, тел.050 493 44 45.*

SAFETY BELTS OF THE DONETS BASIN COAL MINE

V.P. Kobolev

*Institute of Geophysics. S.I. Subbotina of NASU, Kyiv, Ukraine,
e-mail vpkobolev@ukr.net, tel. 050 493 44 45.*

ABSTRACT

Purpose. Consideration of the nature of the occurrence of catastrophic events in the mines of the Donetsk coal basin.

Methods. Geological Structural and tectonic analysis of the elastic–stressed state of the Folded Donbass.

Findings. The article discusses issues of the geological structure and physical condition of the Folded Donbass, as the basis for the optimal cutting of mine fields, mining safety, efficient mining of coal and associated methane gas.

Originality. Methods of unloading the array around the mine workings, taking into account the elastic–stress state of the Donbass and the parameters of the migration routes of combustible gases.

Practical implications. Methods are proposed for the possible elimination of sudden emissions of coal, rock and gas in the form of an avalanche–like destruction of the bottom–hole part of the coal (rock) massif and practical ways to improve the safety of mining operations.

Keywords: folded Donbass, structural and tectonic analysis, catastrophic events, unloading of coal, rock and gas.

1. ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на сложившуюся политическую ситуацию, Донецкий угольный бассейн был и остается основным топливно–энергетическим регионом Украины. При его освоении задействован неоценимый человеческий ресурс. Потому особенно ощутимыми являются людские потери, сопровождающие в отдельных случаях угледобычу. Крупнейшими трагедиями на украинских шахтах за последние 15 лет являются три взрыва на шахте имени А.Ф. Засядько, которые за две недели (ноябрь – декабрь 2007 г.) унесли из жизни 106 горняков, а десятки были госпитализированы. Поэтому обеспечение безопасности горных работ является главной промышленно–функциональной проблемой угледобывающих предприятий, требующей самого пристального внимания и

научного осмысления.

В угольных шахтах Донбасса как, впрочем, и в других угольных регионах, где добыча угля осуществляется подземным способом, издавна существуют три естественные опасности: выбросы, метан и обрушения породы [Бокий и др., 2013].

Внезапные выбросы угля, породы и газа происходят в форме незапланированного технологией горных работ лавинообразного разрушения призабойной части угольного (породного) массива, в результате которого уничтожаются значительные материальные средства и погибают люди. Внезапные выбросы, как правило, происходят в зонах тектонически нарушенных угленосных горизонтов после некоторого периода подготовки, длительность которого определяется несколькими временными масштабами:

– «геологического», связанного с комплексом

геологических и тектонофизических процессов на всех стадиях формирования угольного месторождения;

– «техногенного», связанного с изменениями геомеханического состояния окружающего массива в результате опережающей разработки смежных пластов;

– «технологического», связанного с изменениями газодинамического режима призабойной части пласта в процессе его разработки под влиянием различных технологических приемов и способов воздействия на массив;

– «текущего», связанного с энергетическим состоянием призабойной части массива в данный момент времени.

Газ метан, который входит в состав углей и вмещающих пород, а также тонкодисперсная пыль, образующаяся в результате дробления угля при его добыче, представляют собой в высшей степени взрывоопасную субстанцию. При их запредельной концентрации достаточно искре проскочить между электрическими контактами сложного шахтного оборудования, как произойдет взрыв.

Не менее опасным травмирующим фактором в угольных шахтах является обрушение пород. Так за период с 1996 по 2005 год включительно на шахтах Донбасса произошло 1182 обрушения породы, при которых погибло 467 горняков. За этот же период времени произошло 68 взрывов и вспышек газа, которые привели к гибели 397 человек.

О причинах возникновения этих катастроф и методах их возможного устранения пойдет речь в излагаемом материале.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Геологическое строение региона. Главное место в комплексе технологических факторов, определяющих угледобычу на всех стадиях горного производства, занимает геологическое строение угольных бассейнов. При этом, тектонический фактор и физическое состояние среды являются основой для оптимальной раскройки шахтных полей, безопасности горных работ, эффективной добычи угля и сопутствующего газа–метана. Поэтому, для изучения поставленной проблемы следует, в первую очередь, остановиться на рассмотрении геологического строения региона.

Изучение геологическое строения Донбасса имеет почти двухсотлетнюю историю. Первое геологическое исследование этого региона, видимо принадлежит Евграфу Ковалевскому, который в 1827 году в Санкт–Петербургском Горном журнале опубликовал замечательную статью «Опыт геогностических исследований в Донецком горном кряже». Следует отметить, что Е. Ковалевскому принадлежит приоритет в названии – Донецкий горный кряж. В подтверждение этому, следует дословно привести его цитату: «В юго–западных пределах Росси, в Екатеринославской губернии и в прилегающей к ней части земли Войска Донского, простирается особенный горный кряж, хотя и неотличающийся поныне ни каким названием, но

тем не менее заслуживающий внимания, как по составу своей почвы, так и тем полезным минералам» [Ковалевский, 1827, с. 28, 29].

Впоследствии, в разное время и разными исследователями регион Донбасса относился: к прогибу Большого Донбасса [Степанов, 1932], авлакогену [Шатский, 1946], Днепровско–Донецкой впадине [Соллогуб, 1986], Днепровско–Донецкому палеорифту [Чекунов, 1994], Доно–Днепровскому прогибу [Гавриш и др., 1989], Донецкой парагеосинклинали [Белоусов, 1989] и, наконец, геосинклинали без географического уточнения [Гордиенко, Усенко, 2000; Усенко, 2002]. Однако наиболее употребительным оказался термин свободного пользования «Донецкое складчатое сооружение», подчеркивающий неустановленную природу его пликвативной дислоцированности.

Такое множество тектонических определений свидетельствует как о чрезвычайной сложности исследуемого объекта, так и о недостаточности сведений для адекватности его определения. Не обсуждая степень тектонической тождественности каждого из этих терминов, на основании глубинного строения региона кратко остановимся на наших представлениях о природе его складчатости [Коболев, Оровецкий, 2008] и попытаемся причинно оценить создавшуюся экстремальную обстановку.

Значительные запасы нефти, газа, угля и других полезных ископаемых обусловили высокую геолого–геофизическую изученность Днепровско–Донецкой впадины (ДДВ) и Донецкого складчатого сооружения (ДСС). Традиционно используемые для изучения глубинного строения региональные сейсмические исследования решили в свое время ряд важных вопросов, в частности поведение основных сейсмических границ в земной коре ДДВ, ДСС и прилегающих территорий.

Установленное по данным глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) поднятие поверхности М под ДДВ является одним из основных аргументов в пользу процессов растяжения земной коры при образовании палеорифта [Соллогуб, 1986]. Последние результаты сейсмических исследований ГСЗ, в рамках международной программы «EUROPROBE» [Град, Гринь, Гутерх и др., 2003; Град, Гутерх, Келлер и др., 2006; Grad et al., 2003] и методом общей глубинной точки (МОГТ) [Maystrenko et al., 2003; Стомба, Толкунов, Стифенсон и др., 2002; Стомба, Толкунов, Майстренко и др., 2006] позволили уточнить данные о глубинном строении земной коры Донбасса, южного склона Воронежского (ВКМ) и Приазовского (ПКМ) кристаллических массивов. Эти работы в свою очередь стимулировали построение новых плотностных моделей [Баранова, Егорова, 2004; Старостенко и др., 2008]

В рамках выполнения государственной программы «Комплексные исследования состояния техногенно–геологических систем угленосных формаций и изучения генерированных в них физических полей и геологических процессов для оценки и научного обоснования региональных закономерностей изменений физических

характеристик массива горных пород в угледобывающих регионах Украины» Институтом геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины в 2008 г. были проведены региональные аэрогеофизические исследования методом анализа спонтанной электромагнитной эмиссии Земли (АСЭМЭЗ) вдоль двух хорошо изученных в сейсмическом отношении региональных профилей (рис. 1), пересекающим юго-восточную часть Днепровско–Донецкой впадины (ДДВ) и Донецкого складчатого сооружения (ДСС).

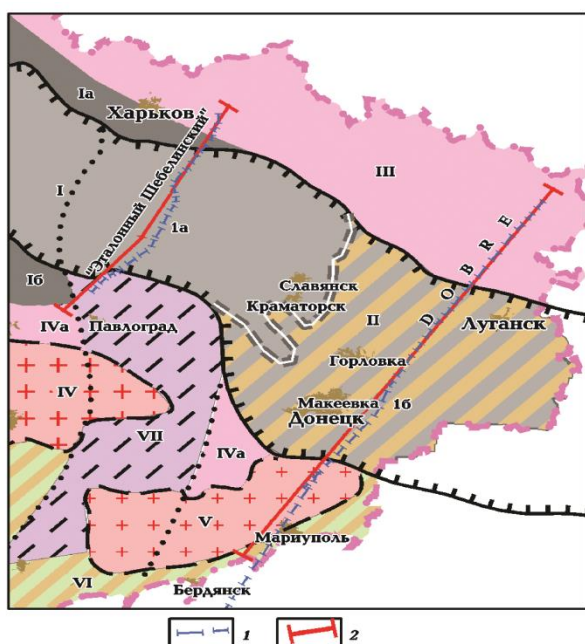


Рис. 1. Фрагмент схемы тектонического районирования ДДВ, ДСС и прилегающих территорий (по [Сологуб, 1986] с сокращениями и дополнениями). I – Днепровско–Донецкий грабен, Ia – северный борт, Ib – южный борт, II – Донецкое складчатое сооружение, III – южный склон Воронежского кристаллического массива, IV – Украинский кристаллический щит, IVa – северный склон Украинского кристаллического щита, V – Приазовский щелочной массив, VI – Причерноморский прогиб. Расположение региональных геофизических профилей: 1 – сейсмических (1a – МОГТ Лозовая–Шебелинка–Новопокровка, 1б – ГСЗ DOBRE), 2 – аэроэлектромагнитных наблюдений.

Полученные данные о мощности коры палеорифта, различного рода тектонических нарушений, контактов и крупных разломов, разграничивающих отдельные блоки и прилегающие структуры, позволили дополнить, а в некоторых случаях и изменить синтезированные модельные построения литосферы этого региона [Старостенко, Лукин, Коболев и др., 2009].

Вышеуказанные материалы, наряду с результатами ранее выполненных геотермических исследований [Кутас, Бевзюк, 1992; Усенко, 1997, 2002] представляют большой интерес для получения логично увязанных представлений об упруго-напряженном состоянии региона со всеми

вытекающими теоретическими и практическими последствиями.

Согласно данным ГСЗ [Град, Гринь, Гутерх и др., 2003; Град, Гутерх, Келлер и др., 2006; Grad et al., 2003] и результатам аэроэлектромагнитных исследований методом АСЭМЭЗ [Старостенко, Лукин, Коболев и др., 2009], мощность земной коры в Складчатом Донбассе составляет около 40 км (рис. 2).

Это отличается от ранее опубликованных моделей [Соллогуб, 1986], не учитывавших рефрагированные волны в верхней мантии. «Коромантийный» слой, который принято считать показателем рифтогенеза, имеет мощность 4–5 км, а «базальтовый» геофизический слой – 10–25 км, что, видимо, можно связывать с преимущественно магматической его природой. «Гранитный» геофизический слой в разрезе земной коры ДСС практически отсутствует [Соллогуб, 1986, Логвин и др., 2003 и др.].

Геологическая предыстория Донбасса, согласно нашим представлениям, началась около 700 млн. лет тому назад [Коболев, Оровецкий, 2008]. В то время на современной его территории располагался позднепротерозойский рифтогенный палеомагнитный экватор (3), (см. рис. 1.3 в [Оровецкий, Коболев, 2006]), представляющий собой планетарный горячий пояс Земли. Он предопределил формирование Днепровского грабена, структура растяжения которого сейчас выполнена протерозойскими осадками общей мощностью до 10 км [Соллогуб, 1986, Град, Гринь, Гутерх и др., 2003; Град, Гутерх, Келлер и др., 2006; Grad et al., 2003; Maystrenko et al., 2003; Стовба, Толкунов, Стифенсон и др., 2002; Стовба, Толкунов, Майстренко и др., 2006].

Днепровский грабен рекуррентно наследовался такими же планетарными рифтогенами палеомагнитных экваторов девона и карбона соответственно (20) и (29), (см. рис. 1.4 в [Оровецкий, Коболев, 2006]), которые вызывали в то время интенсивный последовательно–временной рифтогенный магматизм, сопровождаемый периодическими подъемами территории. Для указанного периода известны: раннепалеозойский Приазовский интрузивный комплекс (410–380 млн. лет), сложенный ультрамафитами и мафитами с ярко выраженной щелочной тенденцией; девон–карбонный Волновахско–Еланчикский комплекс (365–335 млн. лет), представленный такими же щелочно–ультраосновными и щелочно–основными магматитами совместно с автономной трахибазальтовой формацией, чьи образования обогащены калием, магнием и титаном [Панов, 1994].

Время формирования указанных формаций совпадает с поздним девонем и ранним карбоном соответственно и характеризуется пространственным присутствием аналогичных планетарных рифтогенных палеомагнитных экваторов [Оровецкий, Коболев, 2006].

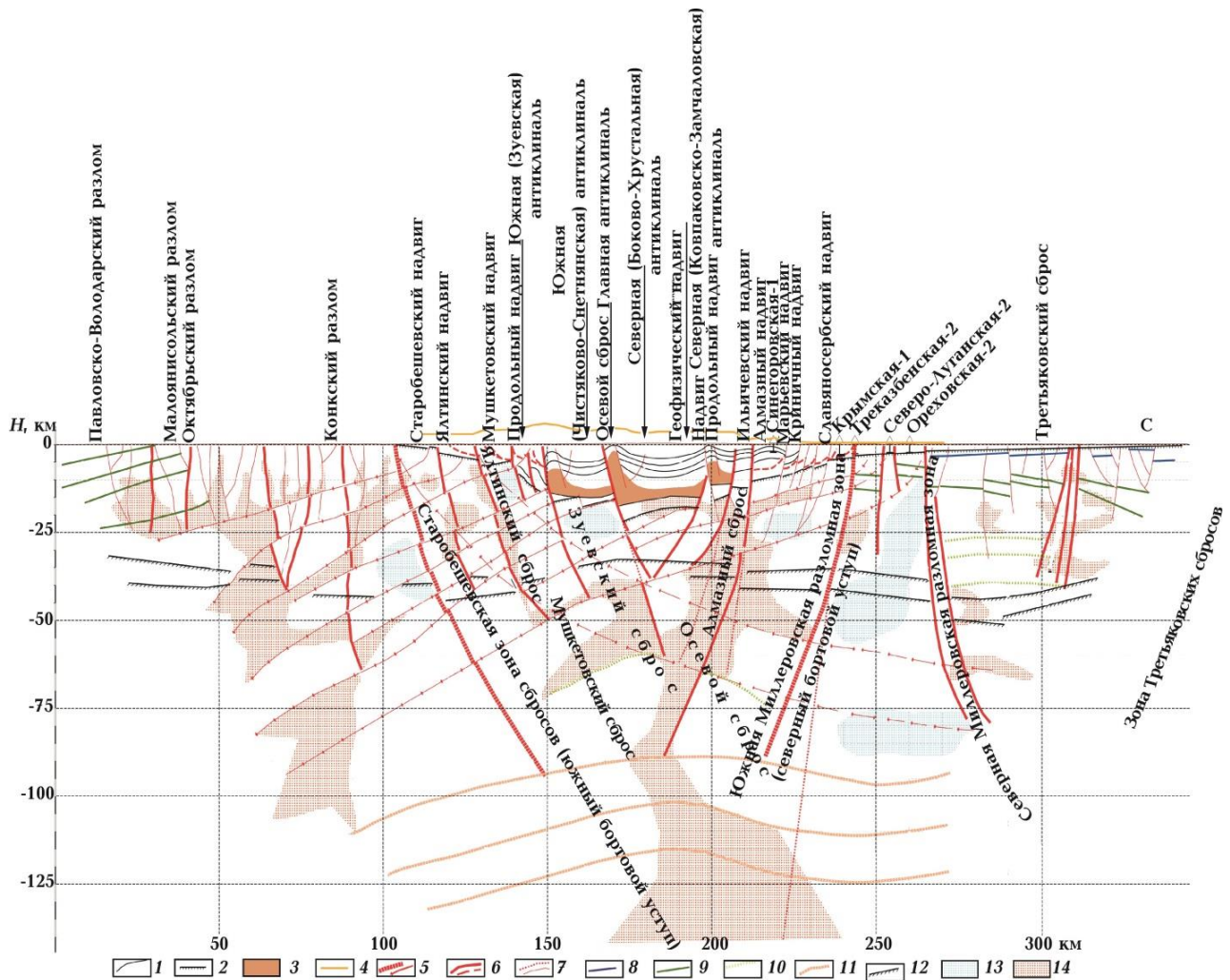


Рис. 2. Модель глубинного строения по профилю «DOBRE» [Старостенко, Лукин, Кобелев и др., 2009].
 Условные обозначения: геологические границы: 1 – в осадочном чехле, 2 – в кровле кристаллического фундамента, 3 – в кровле девона; 4 – степень метаморфизма углей; глубинные разломы разного ранга: 5 – 1-го ранга, 6 – 2-го ранга, 7 – предполагаемые, 8 – разломы в коро-мантийном слое; 9 – 3-го ранга, 10 – зоны тектонических напряжений в коромантийном слое; геофизические границы: 11 – в предполагаемом протофундаменте, 12 – различной плотности коромантийного вещества, 13 – предположительно связанная с прогревом коромантийного вещества, 14 – связанная с понижением вязкости в астеносферном слое.

Днепровский грабен рекуррентно наследовался такими же планетарными рифтогенами палеомагнитных экваторов девона и карбона соответственно (20) и (29), (см. рис. 1.4 в [Орвецкий, Кобелев, 2006]), которые вызывали в то время интенсивный последовательно-временной рифтогенный магматизм, сопровождаемый периодическими подъемами территории. Для указанного периода известны: раннепалеозойский Приазовский интрузивный комплекс (410–380 млн. лет), сложенный ультрамафитами и мафитами с ярко выраженной щелочной тенденцией; девон-карбонный Волновахско-Еланчикский комплекс (365–335 млн. лет), представленный такими же

щелочно-ультраосновными и щелочно-основными магматитами совместно с автономной трахибазальтовой формацией, чьи образования обогащены калием, магнием и титаном [Панов, 1994].

Время формирования указанных формаций совпадает с поздним девонем и ранним карбоном соответственно и характеризуется пространственным присутствием аналогичных планетарных рифтогенных палеомагнитных экваторов [Орвецкий, Кобелев, 2006]. Следующая магматическая фаза в регионе представлена раннекарбонными толеит-базальтами (350–330 млн. лет) – продуктом плавления континентальной

мантии. Щелочными породами Покрово–Киреевского комплекса (330–300 млн. лет) завершается в карбоне известная палеозойская история магматизма в Донбассе. Приведенные данные указывают на то, что ее длительность составляла, как минимум, 100 млн. лет и связывается нами с наследованием его территорией в то время рифтогенных палеомагнитных экваторов девона и карбона [Оровецкий, Коболев, 2006]. На этом основании время рифтового магматизма в Донбассе следует ограничивать, по-видимому, не средним–верхним девоничом, как это предлагается в [Панов, 1994], а продлить его до среднего карбона, то есть еще минимум на 50 млн. лет. Это подтверждается, в частности, данными литогеохимического анализа пород башкирского и московского ярусов, свидетельствующих о появлении на ряде уровней индикаторов непосредственного участия эндогенного эксгаляционного и туфогенного вещества (зеленые хлорит–сметитовые глины с аномально–высокими концентрациями ряда эндогенных сидеро– и литофильных элементов, "табачковые" и тому подобные туфопесчаники и т.п.) [Лукин, 1997].

В конце карбона–начале перми, согласно фациальному анализу, начинается очередной подъем территории. Его апогей приходится на киммерийскую тектоническую эпоху (триас – поздний мел) и связывается с внедрением непосредственно в земную кору крупного мантийного магматогена [Усенко, 2004]. Внедрение сопровождалось образованием в земной коре производных ультраметагенных магматитов Южно–Донбасского интрузивного комплекса (290–260 млн. лет), обогащенных щелочами и кремнекислотой. На границе с триасом известен коровый [Панов, 1994] андезит–трахиандезитовый (230–220 млн. лет), а в поздней юре – (160±12 млн. лет) лампрофировый Миусский комплекс. Наиболее юными в регионе, считаются позднемеловые щелочные базальты с абсолютным возрастом 80–74 млн. лет, обнаруженные бурением соответственно в Краснодарском районе и в Старобельско–Миллеровской моноклинали [Панов, 1994]. Они относятся нами к очередной фазе мантийных перегретых магматитов, завершающих киммерийский тектогенез в регионе [Коболев, Оровецкий, 2008].

По своему вещественному составу изверженные породы Донбасса можно разделить на два крупных класса: глубинные, представляющие собой раскристал–лизованное вещество недеплетированной мантии или даже внешнего ядра Земли, и коровые ультраметагены, известные преимущественно в эффузивной фации. Первые представлены щелочными разновидностями примитивных базитов и гипербазитов, вторые – трахибазальтовой формацией с ее крупнопорфировыми магматитами Южно–Донбасского интрузивного и андезит–трахиандезитового комплексов. Щелочные породы Покрово–Киреевского комплекса и Миусский комплекс щелочных лампрофиров следует, по-видимому, относить к декомпенсационным фракционатам глубинных магматических очагов.

Сведений о приуроченности киммерийских магматитов к одному из последующих рифтообразующих палеомагнитных экваторов в нашем банке данных нет. Однако о мантийных истоках и соответствующих перегретости и температурной ультраметагенной агрессивности их вещества информируют не только присутствующие в базальтоидах высокие содержания щелочей, но и вместе с ними повышенные изотопные отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$, в несколько раз превышающие фоновые коровые [Усенко, 2002]. Кроме того, результаты магнитотеллурических зондирований свидетельствуют о наличии в земной коре региона крупной аномалии электропроводности с суммарной проводимостью до 10000 См [Геоэлектрическая модель, 1998], что не исключает существования в настоящее время на глубине магматических расплавов.

В подтверждение этого можно привести также результаты геохимических исследований, (устное сообщение В.А. Канина, в прошлом сотрудника Украинского государственного научно–исследовательского и проектно–конструкторского института горной геологии, геомеханики и маркшейдерского дела НАН Украины, г. Донецк) выполненных в 13–й восточной лаве пласта I₁ шахты им. А.Ф. Засядько за 6 месяцев до выше указанной трагедии 2007 г., которые показали наличие на участке длиной 700м нескольких аномалий напряженного состояния, трещиноватости углепородного массива и скоплений свободного газа различного химического состава. Первая зона повышенного газовыделения протяженностью 120м (по простиранию пласта) была приурочена к тектоническому нарушению сбросового типа с амплитудой смещения 0,6 м, в зоне влияния которого ранее, в сентябре 2006 года произошла авария с выделением более 100 тыс. м³ метана. Вторая зона протяженностью 200 м была выявлена на расстоянии 180 м от первой и при ее переходе лавой абсолютная метанообильность участка достигала 137 м³/мин. В обеих зонах в составе исследуемых газов, пробы которых отбирались из дегазационных скважин, пробуренных в кровлю пласта, наблюдалась тенденция уменьшения значений $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ от –31,48 до –29,8‰ и $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ от –24,88 до –17,18‰ и роста содержания тяжелых углеводородов (до 8,6%), водорода (до 0,14%) и гелия (до 0,12%).

Выявленные зоны повышенной метанонасыщенности углепородного массива характеризовались также сближением изотопного состава углерода метана и углекислого газа. Поскольку отмеченное сближение может происходить либо с ростом метаморфизации угля, либо в результате фракционирования изотопов углерода между CH_4 и CO_2 при температурах, превышающих 200°C, то полученные данные однозначно указывают на то, что метано–насыщенные зоны, выявленные на участке 13–й восточной лавы, образовались за счет притока газов из глубинного источника.

Повышенная плотность теплового потока в тектонически проницаемых зонах, превышающая в отдельных случаях 100 мВт/м² [Кутас, Бевзюк, 1992;

Усенко, 1997, 2002], указывает на сильный прогрев земной коры Донбасса киммерийским магматогеном [Шумлянский, 1983]. Этот прогрев выразился как в метаморфизме углей до антрацитової фации, так и в обязательном в таких случаях приращении объема прогреваемых пород. Находясь между двумя древними жесткими тектоническими упорами, роль которых выполняют в данном случае Воронежский кристаллический массив на севере и Украинский щит на юге, они в результате температурного увеличения объема оказались в сложном термонапряженном состоянии. Его разрядка осуществлялась в формах дизъюнктивно-пликативной тектоники и общего воздымания территории.

Показано [Палиенко, 1992], что за последние 5 млн. лет Донбасс поднялся всего лишь на 100–150 м, что в сумме и привело, на наш взгляд, к его современному тектонически напряженному состоянию. Судя по отмечавшейся по [Чекунов, 1994] сравнительно невысокой дислоцированности пород Донбасса, где по существу нет шарьяжей, крупных надвигов, удвоенных стратиграфических разрезов и массового опрокидывания складок, это расширение по абсолютной величине было небольшим. Вогнутая форма кровли фундамента, на которую в свое время обратил внимание В.В. Белоусов [Белоусов, 1989], связывается нами с частичной термоусадкой корового магматогена при его остывании.

Пересмотр прежних материалов ГСЗ-КМПВ позволил выделить в Восточном Донбассе под центральной частью его осевого грабена крупную низкоскоростную зону, подтвержденную также гравитационным моделированием [Баранова, Егорова, 2004]. Зона локальна, располагается в средней коре, на глубинах между 20 и 30 км при ширине свыше 50 км. По мощности совпадает с «базальтовым» геофизическим слоем, природу которого мы ранее определили, как преимущественно магматическую. Изложенное дает основание для интерпретации упомянутой низкоскоростной зоны в качестве восточной части крупного киммерийского магматогена, послужившего, по нашему убеждению, не только прямой причиной интенсивного прогрева горного массива Донбасса до современной температуры порядка 600°C [Усенко, 2002], но также и косвенной – при образовании его складчатости. Кроме того, авторы переинтерпретации пишут: «Результаты моделирования показывают, что такое изменение плотности пород Донбасса, скорее всего происходит не постепенно, а резко, совпадая с основными структурными границами» [Баранова, Егорова, 2004, с. 96], что указывает на интрузивный их характер. Приведенные наблюдения не противоречат, а наоборот, усиливают, совместно с высоким тепловым потоком, впечатление о наличии в земной коре региона упомянутого магматогена. Чрезвычайно интересным представляется отслеживание авторами северного края этой глубинной интрузии. Он предстает в виде уверенно выделяемой внутрикоровой отражающей границы, насыщенной отражающими площадками и имеющей южное

падение. Будучи спроецированной от корового магматогена по восстанию, эта граница выходит на поверхность в зоне известного регионального Северо–Донецкого надвига. Такая же наклонная граница прослежена несколько западнее по профилю DOBRE (данные МОБ–ОГТ) [Стовба, Толкунов, Стифенсон и др., 2002, Grad et al., 2003]. На поверхности она выходит в зоне того же надвига, нарушая мезо–кайнозойские отложения. В обоих случаях отражающая граница интерпретируется как главное нарушение, по которому произошла тектоническая перестройка Донбасса, что, в общем, не противоречит нашей модели разрядки термонапряженного состояния этой интересной в своем развитии структуры.

Асимметрия Донецкого палеозойского грабена обусловлена асимметрией строения астеносферы. С апикальной частью астеносферы пространственно связан Донецкий палеорифт. Высота подъема астеносферы, в апикальной части составляет примерно 90 км (см. рис. 2). Отмечено постепенное погружение плотностных границ раздела вещества астеносферы на юг под углом 25 – 27°. Северный склон более крутой, переходящий в прогиб, над которым развит Миллеровский выступ Преддонецкого предгорного прогиба. Наличие выраженной асимметрии характерно для большинства платформенных рифтов [Белоусов, 1989; Чекунов, 1994].

Характерной особенностью Донецкого бассейна является региональная газоносность [Геология..., 1963; Фролов, Бобров, 1981]. Соотношения между мощностями азотно–углекислой (режим активного инфильтрационного водообмена и полной дегазации угольных пластов), метаново–азотной (азотно–углекисло–метановой) и метановой зон варьируют в широких пределах. При наличии газопроводящих нарушений, по которым поступает метан из более глубоких горизонтов, или газопроницаемой покрышки, поверхность метановой зоны может совпадать с поверхностью угленосного карбона [Геология..., 1963].

В пределах метановой зоны, охватывающей большую часть объема ДСС, газ присутствует как в сорбированном, так и в свободном состоянии. Признаками существования разнообразных по величине газовых скоплений являются суффлярные выделения метана в горных выработках, дебит которых колеблется в широких пределах, достигая в ряде случаев десятков тысяч м³/сут. Анализ большого количества суффляров геологического происхождения в шахтах Донбасса и притоков газа при бурении в пределах ДСС [Фролов, Бобров, 1981] свидетельствует о связи метановых залежей с литогенетическими (линзовидные песчаные тела различного генезиса, трещинно–каверзно–поровые карбонаты), пликативными (мелкие антиклинальные и синклиналильные складки с повышенной трещиноватостью пород) и дизъюнктивными (полости сбросов, поднадвиговые зоны трещиноватости и т.п.) ловушками. Наряду с локальными литологическими и тектоническими факторами на газообильность угленосного карбона

влияет степень регионально–эпигенетических изменений. Максимальная метаноносность характерна для стадий МК₂–АК₁ (угли Г–ОС), в то время как на более высоких стадиях наблюдается последовательное снижение метанообильности вплоть до резкого уменьшения метанопроявлений в отложениях, вмещающих полуантрациты и полного их отсутствия на стадии позднего метазенеза (суперантрациты).

Суфлярные скопления газа, которые связаны большей частью с процессами современного газонакопления, были выделены А.Е. Лукиным в особый геолого–техногенный тип газовых скоплений, приуроченный к газопроводящим нарушениям и трещинным зонам [Лукин, 1997]. При вскрытии таких газовых «дрен» горными выработками и скважинами вследствие арочного эффекта, в анизотропном, сложном переслаивании глинистых, песчаных и карбонатных пород в угленосном горном массиве резко возрастает его газопроницаемость. При этом радиус нагрузки напряжения и соответствующие улучшения фильтрационных свойств экспоненциально возрастает с глубиной [Желтов, 1966]. Приток газа в свою очередь вызывает дальнейшее расширение зоны повышения газопроницаемости, что приводит к дренированию больших объемов газоносного горного массива. По–видимому, в глубоких горизонтах ДСС, в частности в турнейских и нижневизейских депрессионно–черносланцевых и карбонатных формациях, существуют крупные разуплотненные породные массивы – мегарезервуары огромных газовых и газоконденсатных скоплений. Более того, особенности его строения и закономерности тектоно–геодинамической эволюции позволяют предполагать существование газоносных очагов дилатансии в докембрийском фундаменте. В частности, возможно существование такого мегаочага в центральной части Донбасса, которая испытала максимальные напряжения сжатия, связанные с многократными фазами тектогенеза. С этой точки зрения большой интерес представляют блоки с признаками разуплотнения, выявленные методом АСЭМЭЗ по профилям "DOBRE" (см. рис. 2). Их можно рассматривать как неизбежно возникающие вследствие волнового характера многократных геодинамических напряжений сателлиты центрально–днепецкого мегаочага дилатансии.

Современные высокая температура и спонтанные выбросы угля, породы и газа в шахтах Донбасса дают основание полагать, что релаксация упомянутого термонапряженного состояния в земной коре региона еще не завершилась. Набор этих катастрофических факторов обусловлен аддитивным воздействием рекуррентного рифтогенного магматизма, на что

указывают многочисленные радиоизотопные определения, начиная, по крайней мере, с раннего девона, то есть уже в течение около 400 млн. лет. Естественно предположить, что такое длительное пребывание региона в столь экстремальных условиях не может не сказаться на таком же тектонически экстремальном современном его состоянии.

В итоге представляется, что приведенные материалы не дают основания связывать пикативную тектонику Донбасса с инверсионной стадией развития геосинклинали [Усенко, 2002, Гордиенко, Усенко, 2004]. Солидаризируясь с [Чекунов, 1994, Баранова, Егорова, 2004, Стомба, Толкунов, Стифенсон и др., 2002], мы настаиваем на изначально рифтогенной его природе. В результате Донецкий рифтоген оказался принадлежащим не какому–то специфическому тектоническому сооружению, не имеющему сложившегося определения (см. выше), а последовательно продолжает на юго–восток Днепровско–Донецкий палеорифт. Заложение рифтогена состоялось в протерозое, было связано с протерозойским палеомагнитным экватором (3), рекуррентно усложнилось его аналогами (20) и (29) в палеозое и испытало тектономагматическую активизацию в киммерийскую эпоху [Коболев, Оровецкий, 2008].

В настоящее время указанная территория вместе с Припятским грабеном и Днепровско–Донецким палеорифтом, расположенными северо–западнее, относятся к общей структуре Днепровско–Донецкого горячего пояса [Коболев, Оровецкий, 2008]. Далее на юго–восток, на одной линии с предыдущими структурами размещены последовательно вал Карпинского и складчатая система Мангышлака, переходящая в северо–западные отроги Тянь–Шаня. В сумме перечисленные тектогены образуют трансрегиональный Сарматско–Туранский [Айзберг, Гарецкий, Синичка, 1971] или Днепровско–Тянь–Шанский [Белоусов, 1989] линеамент (рис. 3). Известный исследователь этой крупнейшей полихронной линейной структуры Евразии – Б.С. Панов именовал ее «линеаментом Карпинского» и трассировал от Исландии на северо–западе до побережья Японского моря на юго–востоке [Панов, 1994], чем ставит ее в один ряд с глубинными по своей природе планетарными рифтогенами горячих поясов Земли [Оровецкий, Коболев, 2006].

Практические пути повышения безопасности горных работ. Как показали приведенные результаты, современный прогрев Донбасса, включающий механизм объемного расширения, связан с расположенным в земной коре региона киммерийским магматическим очагом, современная температура которого приближается к расчетным 600°C [Усенко, 2000].

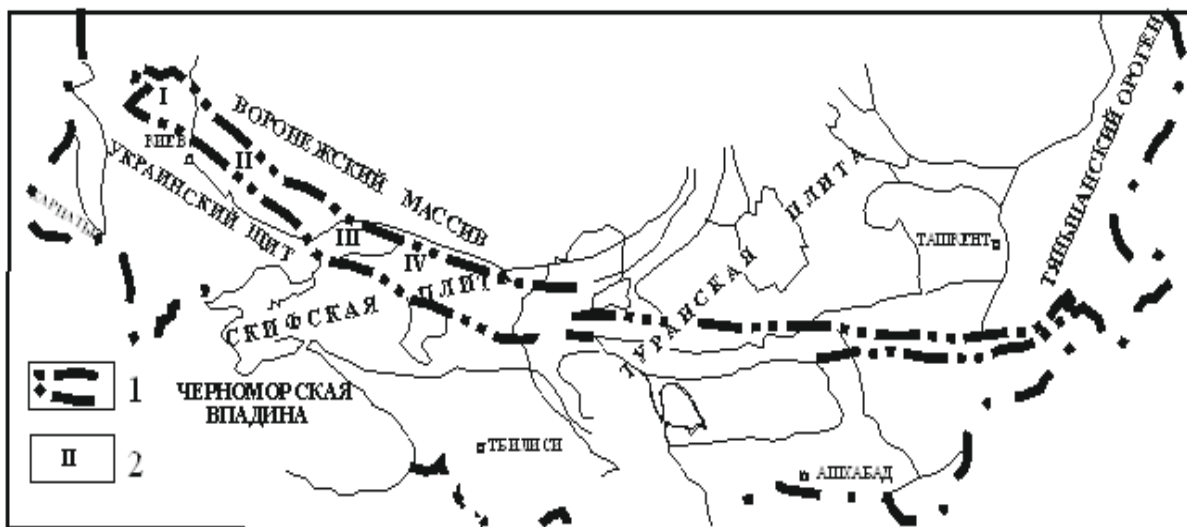


Рис. 3. Расположение Сарматско–Туранского или Днепровско–Тянь–Шанского линеймента (по [Айзберг, Гарецкий, Синичка, 1971]). 1 – границы линеймента, 2 – регионы: I – Припятский рифтоген, II – Днепровско–Донецкий палеорифт, III – рифтоген Складчатого Донбасса, IV – вал Карпинского.

Горный массив Донбасса площадью около 60 тыс. км² и мощностью порядка 20 км при температурном расширении оказывает значительное давление на жесткие, ограничивающие его соответственно с юга и севера древние Украинский щит и Воронежский массив. Не в силах их раздвинуть, Донбасс, по принципу противодействия, сам был переведен в упруго–сжатое состояние. Разрядка – или релаксация – этих упругих напряжений происходит исключительно в сторону меньшего давления, то есть к земной поверхности и, в нашем случае, к расположенной внутри массива горной выработке, которая искусственно формирует внутри массива область низкого горного давления. Направленные в сторону выработки движения релаксационного происхождения, порождают в конечном итоге динамические (обрушения породы, горные удары) и газодинамические (выбросы) явления.

Прогнозирование на полях действующих и строящихся шахт напряженных участков, потенциально опасных по газодинамическим явлениям, позволит своевременно выполнять профилактические мероприятия, повышая безопасность горных работ, и существенно сократить затраты на неопасных участках, повышая тем самым эффективность горного производства.

В общем виде предлагаемый комплекс мер сводится к следующему.

На территории всего Донбасса необходимо провести детальные площадные сейсмические и аэрогеофизические исследования (АСЭМЭЗ). Полученные результаты позволят выявить не только общее его напряженное состояние, но и основные направления, по которым эти напряжения действуют. Существование локальных напряженных участков на их фоне можно установить при помощи GPS мониторинговых наблюдений с получением в итоге карты современных вертикальных движений. В этом случае территория Донбасса покрывается стационарно действующей сетью GPS профилей, на которых в одних и тех же точках определяются их

высоты. Этим выявляются аномальные по скорости воздымания релаксационные участки, под которыми предполагается наличие аномальных глубинных напряжений. По общим, сейсмическим и GPS – результатам предполагается построение карты упруго–напряженного состояния Донбасса, где особое внимание будет уделено исключительно напряженным участкам, потенциально опасным по газодинамическим явлениям. На потенциально опасных участках проводятся геохимические исследования с целью определения изотопного состава выделяющихся в горные выработки горючих газов и построения карт распределения газов глубинного происхождения [Свдошук, Вергельска, 2013].

Конкретно профилактические меры сводятся к тому, что отдельные шахты, шахтные поля или объекты готовые к эксплуатации, окружаются, с учетом данных карты упруго–напряженного состояния Донбасса, искусственно создаваемыми областями низкого горного давления, которые предлагаем называть «поясами шахтной безопасности» (рис. 4). Создание этих сооружений предполагается осуществить в виде серии буровых скважин, размещенных по периметру промышленной зоны. В скважинах предполагается провести разуплотнение горных пород взрывным методом, при помощи строго рассчитанного по своей мощности взрыва.

Эксплозивно–разуплотненные зоны должны располагаться на глубинах, близких к продуктивным горизонтам. Утилитарность поясов шахтной безопасности состоит в том, что основная масса выбросов будет сконцентрирована в этом случае не в пределах промышленной зоны, а в искусственно созданной и вынесенной за ее пределы области низкого горного давления.

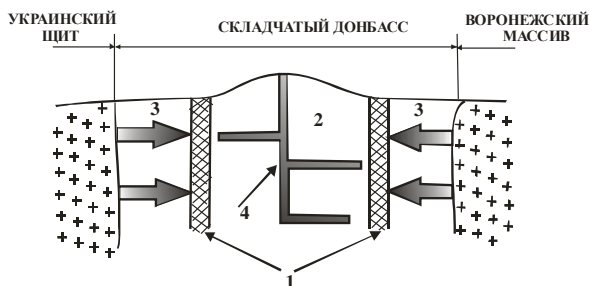


Рис. 4. Иллюстрационная схема пояса шахтной безопасности. 1 – пояс шахтной безопасности, 2 – внутренняя зона – массив безопасности, 3 – упруго-напряженная зона, 4 – шахтная выработка.

Эта область будет вынуждена принять на себя катастрофические, внешние по происхождению, релаксационные подвижки, оставляя, тем самым нетронутой, в виде своеобразных массивов безопасности, систему рабочих шахтных выработок.

Таким образом, при разработке выбросоопасных пластов на потенциально опасных участках для создания областей низкого горного давления необходимо изыскивать возможность опережающей отработки защитных пластов, как наиболее эффективного противовыбросного мероприятия. На большинстве угольных шахт такая возможность имеется, но с каждым годом объемы применения опережающей отработки защитных пластов сокращаются, поскольку это требует дисциплины ведения горных работ. При отсутствии этой возможности необходимо применять локальные способы разгрузки массива вокруг горных выработок, соизмеряя их параметры с напряженностью опасного участка.

Одной из причин взрывов метановоздушной смеси на угольных шахтах, при прочих равных условиях, являются аномальные выделения горючих газов в горные выработки. Поэтому при проектировании системы дегазации угольных шахт необходимо кроме кратковременно работающих скважин закладывать в обязательном порядке и скважины долговременной добычи метана, места расположения которых выбираются по картам распределения газов глубинного происхождения. В этом случае, помимо основного вопроса безопасности горных работ, решается еще одна актуальная для Украины задача промышленной добычи метана угольных шахт для местных потребностей. Подобного рода технология добычи сопутствующего газа-метана в угольных бассейнах успешно осуществляется в США.

Что же касается повышенной взрывоопасности в шахтах Донбасса, то эта проблема представляется более сложной. Если причины, приводящие к выбросам, можно искусственно экранировать, изолируя от них горные выработки указанным выше способом, то проделать аналогичные действия с внутриземным теплом мы бессильны. Любые физические тела, в том числе и экран, могут быть нагреты. Вопрос заключается лишь в длительности прогрева. Прогрев углей, которые в изобилии находятся в осадочной толще Донбасса, приводит их

к дегазации. В этом отношении угли делятся на различные разновидности (марки). Они отождествляются со степенью метаморфизма, или иначе – с мерой преобразования изначального детрита внутриземным теплом. Наиболее метаморфизованным считается антрацит. Содержание в нем летучих веществ – имеется в виду газ метан – наименьшее и составляет всего около 6%. Менее всех метаморфизованы угли марки «Д», где содержание метана в семь раз больше и достигает 42% [Газоносность угольных бассейнов ..., 1979]. Зная это, легко прийти к логическому заключению: из антрацита под воздействием метаморфизующего теплового потока значительные количества метана улетучились; в углях марки «Д» его остаточные содержания еще значительны, и метан в процессе дегазации скапливается в горной выработке, где представляет реальную угрозу. Исходя из этого, приходим к выводу: районы Донбасса, где широко распространены антрациты, менее опасны «по газу», нежели те, где развиты угли марки «Д».

Однако при этом остается открытым вопрос о взрывоопасности угольной пыли. Здесь обстановка представляется обратной. Антрацит, состоящий на 92–97% из чистого, быстро воспламеняющегося углерода, приобретает в результате метаморфизма чрезвычайную хрупкость. При добыче современными высокопроизводительными шахтными агрегатами, значительная его часть переходит в пыль, создавая тем самым непосредственную угрозу воспламенения и даже взрыва. Угли марки «Д», наоборот, представляют собой рыхлый порошкообразный агрегат. В них постоянно присутствуют песок, глина и другие негорючие примеси. Их наличие определяет зольность углей, величина которой может достигать до 50%. Естественно, что такие угли, представляя очевидную угрозу «по газу», безопасны «по пыли». Однако антрацит и уголь марки «Д» – только крайние представители в изоморфном ряду углей. Между ними располагаются марки Г, ПЖ, К, ПС и Т [Газоносность угольных бассейнов ..., 1979]. Их физические свойства изменяются в зависимости от количества того или иного крайнего ингредиента, присутствующего в угле. Потому определить горную выработку по преобладающему виду опасности на практике не представляется возможным. Думается, что единственным мероприятием, которое способно предотвратить угрозу взрыва, как газа, так и пыли в шахте, может быть снижение их предельно допустимых концентраций в шахтной атмосфере. И сделать это, принимая во внимание присутствие в шахте людей, можно тоже единственным способом – постоянной, интенсивной проточной и принудительной вентиляцией горных выработок. Усиленная вентиляция в таких масштабах потребует дополнительных энергетических затрат, которые лягут на себестоимость угля. Частично они могут быть оправданы утилизацией воздуха, нагретого в шахте естественным путем. Заключенный в соответствующие изолирующие магистрали, нагретый воздух может использоваться для постоянного и малозатратного отопления непроизводственных и других помещений, теплиц и т.п.

3. ВЫВОДЫ

Предложенные мероприятия по повышению безопасности угольных шахт Донбасса можно свести к следующим основным положениям.

1. Построение карты упруго-напряженного состояния земной коры Донецкого угольного бассейна, положив в ее основу результаты детальных площадных сейсмических и аэрогеофизических работ (в модификации АСЭМЭЗ), а также мониторинга современных движений в регионе, геохимических исследований распределения газов глубинного происхождения.

2. Использовать способы разгрузки массива вокруг горных выработок, с обязательным учетом особенностей карты упруго-напряженного состояния Донбасса и параметров путей миграции горючих газов.

3. В качестве первоочередных мер представляется необходимым разработку геофизической аппаратуры для прогноза потенциально опасных зон, изучение природы и путей миграции горючих газов в горные выработки, создание системы мониторинга за характером развития процесса движения земной поверхности в условиях высоких скоростей подвигания очистных забоев, цифровых моделей шахт и программного обеспечения для информационной поддержки принятия решений в условиях чрезвычайных ситуаций.

В итоге представляется, если поставленная в статье сверхсложная, но архиважная задача будет осуществлена, шахтерская профессия перестанет быть одной из самых опасных. Шахта перестанет таить в себе чрезвычайную жизненную угрозу, а шахтер превратится в обычного труженика, о чем, можно с уверенностью сказать, мечтали многие поколения горянков.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Айзберг В.Е., Гарецкий Р.Г., Синичка А.М. Сарматско-Туранский линеймент земной коры. В кн. «Проблемы теоретической и региональной тектоники». М., Наука, 1971, с.41–51

2. Баранова Е.П., Егорова Т.П. Сейсмогравитационная модель земной коры Восточного Донбасса по результатам переинтерпретации материалов ГСЗ по профилю Сурувики-Песчанокопская. Геофиз. журн., 2004, т.26, №№2, с.87–101.

3. Белоусов В.В. Основы геотектоники. М., Недра, 1989, 382с.

4. Бокий Б.В., Гуня Д.П., Пимоненко Л.И., Балалаев А.К., Вергельская Н.В. Миграция и накопление глубинного газа как один из факторов возникновения аварийных ситуаций // Тектоніка і стратиграфія. – 2013, №40. – С. 49–58.

5. Вергельская Н.В., Скопиченко І.М., Євдошук М.І. Особливості формування покладів газу вугільних родовищ // Матеріали VI Міжнародного геологічного форуму «Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука і виробництво», 17–22 червня 2019, м. Одеса, (Геофорум–2019). С. 42–44.

6. Гавриш В.К., Недошовенко А.И., Рябчун Л.И., Петрова Е.С. Проблемы тектоники Доно-Днепровского прогиба // Тектоносфера Украины. К.: Наук. думка, 1989. – С. 109–115.

7. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР/ Гл. ред. А.И. Кравцов. – М.: Недра. 1979. – Т. 1. Угольные бассейны и месторождения европейской части СССР. – 628 с.

8. Геоэлектрическая модель тектоносферы Евразийского складчатого пояса и сопредельных территорий. Под ред. В.В. Беляевского, С.Н. Кулика. Киев: Знання, 1998, 264с.

9. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / Под ред. В.К. Гавриша. – Киев: Наук, думка, 1989. – 208с.

10. Гордиенко В.В., Усенко О.В. Геосинклинальный процесс на примере герцинской геосинклинали Донбасса. Геофиз. журн., 2000, т.22, №5, с.33–38.

11. Град М., Гринь Д., Гутерх А., Келлер Р., Ланг Р., Лингси С., Лысынчук Д., Лысынчук Е., Омельченко В., Старостенко В., Стифенсон Р., Стомба С., Тибо Г., Толкунов А., Яник Т. DOBRE–99: Структура земной коры Донбасса вдоль профиля Мариуполь–Беловодск // Физика Земли. – 2003. – №6. – С. 33–43.

12. Град М., Гутерх А., Келлер Р., Ланг Р., Омельченко В.Д., Старостенко В.И., Стифенсон Р., Стомба С.Н., Тибо Г., Толкунов А.П. Работы методом глубинного сейсмического зондирования по профилю DOBRE // Строение и динамика литосферы Восточной Европы. Результаты исследований по программе EUROPROBE. – Москва: ГЕОКАРТ. ГЕОС. – 2006. – Вып. 2. – С. 321–327.

13. Євдошук М.І., Вергельська Н.В. Показники газової складової як ознаки джерел газонасичення відпрацьованого простору діючих шахт Донбасу // зб. наук. праць УкрНДМІ, 2013. – Т. 13, Ч. 2. – С. 308–319.

14. Желтов Ю.П. Деформации горных пород. – М.: Недра, 1966. – 198 с.

15. Коболев В.П., Оровецкий Ю.П. Днепровско-Донецкий горячий пояс // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія „Гірничо-геологічна”. Випуск 8(136). Донецьк, 2008. С. 113–122.

16. Ковалевский Е. Опыт геогностических исследований в Донецком горном крае // Горный журнал или собрание сведений о горном и соляном деле, с присовокуплением новых открытий по наукам, к сему предмету относящимся. Книжка II. Санктпетербург, 1827. – С. 27–56.

17. Кутас Р.И., Бевзюк М.И. Земной тепловой поток Донбасса // Геофиз. журнал. – 1992. – 2. – С.14–22.

18. Логвин В.Н., Попович В.С., Татаринова Т.А. Строение западного Донбасса по результатам сейсмогравитационного моделирования // Наук. вісн. НГУ. – 2003. – №6. – С. 50–54.

19. Лукин А.Е. Литолого-динамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наук. думка. – 1997. – 224 с.

20. Оровецкий Ю.П., Коболев В.П. Горячие пояса Земли. Киев: Наукова думка, 2006. – 312 с.
21. Палиенко В.П. Новейшая тектоника и ее отражение в рельефе Украины. Киев, Наук. думка, 1992, 116 с.
22. Панов Б.С. Глубинные разломы и минерагения линеамента Карпинского с позиций синергетического анализа. Киев, Препринт ИГМР–94 АН Украины, 1994, 74с.
23. Соллогуб В.Б. Литосфера Украины. Киев, Наук, думка, 1986, 184с.
24. Старостенко В.И., Куприенко П.Я., Макаренко И.Б., Легостаева О.В. Плотностная модель земной коры вдоль профиля DOBRE // Геофиз. журн., 2008. – Т. 30. – №1. –С. 28–41.
25. Старостенко В.И., Лукин А.Е., Коболев В.П., Русаков О.М., Орлюк М.И., Шуман В.Н., Омельченко В.Д., Пашкевич И.К., Толкунов А.П., Богданов Ю.А., Буркинский И.Б., Лойко Н.П., Федотова И.Н., Захаров И.Г., Черняков А.М., Куприенко П.Я., Макаренко И.Б., Лебедь Т.В., Савченко А.С. Модель глубинного строения Донецкого складчатого сооружения и прилегающих структур по данным региональных геофизических наблюдений // Геофизический журнал. – 2009. – 31, № 4. С. 44–68.
26. Степанов П.И. Большой Донбасс. М.–Л: Георазведиздат, 1932. – 32 с.

27. Стомба С.Н., Толкунов А.П., Стифенсон Р.А. и др. Глубинное строение Донецкого складчатого сооружения по данным региональных работ МОГТ на профиле ДОБРЕ–2000. Наук. вісн. НГАУ, 2002, №4, с. 81–84.
28. Стомба С.Н., Толкунов А.П., Майстренко Ю.П., Стифенсон Р.А., Баер У., Гаевский Д., Раббель В., Старостенко В.И., Тибо Г. Глубинные исследования по профилю DOBRE методом ОГТ // Строение и динамика литосферы Восточной Европы // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1946. – №6. – С. 57–90.
29. Сравнительная тектоника древних платформ // Шатский Н.С. Основные черты строения и развития Восточно–Европейской платформы.
30. Шатский Н.С. Основные черты строения и развития Восточно–Европейской платформы.
31. Шумлянський В.А. Киммерійська металлогенічна епоха на території України. Київ, Наук. думка, 1983, 220 с.
32. Grad M. et al., 2003. “DOBREFraction’99” – velocity model of the crust and upper mantle beneath the Donbas Foldbelt (East Ukraine), Tectonophysics, 371(1–4), 81–110.
33. Maistrenko Yu., Stovba S., Stephenson R., Bayer U., Menyoli E., Gayevski D., Huebsher C., Rabbel W., Sanintot A., Starostenko V., Thybo H., Tolkunov A. Crustal scale pop–up structure in cratonic lithosphere: DOBRE deep seismic reflection study of the Donbas Fold belt, Ukraine // Geology, 2003. V. 31, N8. – P. 733–736.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Розгляд природи виникнення катастрофічних подій на шахтах Донецького вугільного басейну.

Методика. Структурно–тектонічний аналіз пружно–напруженого стану Складчастого Донбасу.

Результати. У статті обговорюються питання геологічної будови і фізичного стану Складчастого Донбасу, як основи для оптимального нарізання шахтних полів, безпеки гірничих робіт, ефективного видобутку вугілля і супутнього газу–метану.

Практична значимість. Запропоновано методи можливого усунення раптових викидів вугілля, породи і газу в формі лавиноподібного руйнування привибійної частини вугільного (породного) масиву і практичні шляхи підвищення безпеки гірничих робіт.

Наукова новизна. Способи розвантаження масиву навколо гірничих виробок, з урахуванням пружно–напруженого стану Донбасу і параметрів шляхів міграції горючих газів.

Ключові слова: Складчастий Донбас, структурно–тектонічний аналіз, катастрофічні події, викиди вугілля, породи і газу.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Рассмотрение природы катастрофических событий на шахтах Донецкого угольного бассейна.

Методика. Структурно–тектонический анализ упруго–напряженного состояния Складчатого Донбасса.

Результаты. В статье обсуждаются вопросы геологического строения и физического состояния Складчатого Донбасса, как основы для оптимальной раскройки шахтных полей, безопасности горных работ, эффективной добычи угля и сопутствующего газа–метана.

Практическая значимость. Предложены методы возможного устранения внезапных выбросов угля, породы и газа в форме лавинообразного разрушения призабойной части угольного (породного) массива и практические пути повышения безопасности горных работ.

Научная новизна. Способы разгрузки массива вокруг горных выработок, с учетом упруго–напряженного состояния Донбасса и параметров путей миграции горючих газов.

Ключевые слова: Складчатый Донбасс, структурно–тектонический анализ, катастрофические события, выбросы угля, породы и газа.

ABOUT AUTHORS

В.П. Коболев, доктор геологических наук, профессор, главный научный сотрудник Института геофизики им. С.И. Субботина НАНУ, Киев, Украина

E–mail: vpkobolev@ukr.net, тел.050 493 44 45.



УДК 622.06

ТЕОРІЯ І ПРАКТИКА ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ТА СУЧАСНІ МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВІВ ВУГЛЕВОДНІВ ДО СВЕРДЛОВИН.

Яремійчук Р. С.
ГО Українська нафтогазова академія
електронна адреса: rom.yaremychuk@ukr.net

THEORY AND PRACTICE OF DEVELOPMENT WELLS AND MODERN METHODS OF INTENSIFICATION OF THE FLOW OF HYDROCARBONS TO THE WELLS.

Yaremychuk R. S.
doctor of technical Sciences, Professor, member and Vice-President of the Ukrainian oil and gas Academy, full member of the Belarusian mining Academy.
e-mail: : rom.yaremychuk@ukr.net

ABSTRACT

Purpose. Expert assessment of the state of development of wells and modern methods of intensification of hydrocarbon flows to wells in Ukraine.

Methods. Review and analysis of the issue. Formation of recommendations.

Findings. The results showed the current condition and tendencies of development of downhole technologies for the production of hydrocarbon fluids.

Originality. It is Proposed to organize courses at Ivano–Frankivsk national technical University of oil and gas for detailed acquaintance with modern technologies of well development and modern methods of intensification of hydrocarbon flows to wells. Named leading national experts, which could form the basis of a teaching team for these courses.

Practical implications. A number of the latest well technologies of production of hydrocarbon fluids, which at the present stage constitute the innovative basis of technology and technologies of the oil and gas industry.

Keywords: *Drilling, oil, gas well development, intensification, pribina area.*

1. ВСТУП

Весь цикл буріння свердловин є одним із найскладніших процесів системи нафто–газовидобування. До нього входять процеси, пов'язані зі спорудженням свердловин, а також успішного їх завершення. Вартість їх спорудження є високою, бо до кошторису входить застосування сучасного, дуже дорогого бурового обладнання, а також високовартісного породоруйнуючого бурового інструмента, якісних бурових промивних рідин, до складу яких входять різноманітні хімічні реагенти, що забезпечують надійність бурового процесу при

утворенні стовбурів свердловин та їх кріпленні обсадними колонами.

Головним завданням буріння геологорозвідвальних свердловин є вивчення (одночасно з іншими геологічними та геофізичними методами) прогнозних геологічних структур, виявлення та оцінка кількісного вмісту в них вуглеводнів, встановлення їх фізичних та хімічних властивостей.

При бурінні експлуатаційних свердловин основним є оптимізація вартості, підвищення надійності їх спорудження, отримання припливів з пластів–колекторів, що відповідають їх природним

можливостям та забезпечують максимально можливе вилучення вуглеводнів в процесі їх експлуатації.

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

На початку 70–х років минулого століття в Україні видобувалося 68 мільярдів метрів кубічних газу та 16 мільйонів тонн нафти. В Україні діяли на сході і заході потужні колективи буровиків, якими було освоєно буріння глибоких (до 4,5 тисяч метрів) та ряду надглибоких свердловин глибиною 6.5 та 7 тисяч метрів (свердловини №1 – Луги та №1 – Синьовидне) та найглибша на той час в Європі свердловина №1 – Шевченкова, що досягла в листопаді 1975 року глибини 7522 метри. Після Другої світової війни в Україні були відкриті та введені в експлуатацію потужні родовища нафти і газу в Прикарпатті та Дніпровсько–Донецькій западині.

Головним завданням буровиків було безаварійне досягнення проектних глибин, спуск та цементування обсадних колон, освоєння свердловин, яке полягало у виклику припливів вуглеводнів з пластів – колекторів і передачу експлуатаційних свердловин нафтогазовидобувним підприємствам. Отримання оптимально можливих дебітів свердловин з відновленням погіршених при розкритті пластів–колекторів їх фільтраційних характеристик перед буровиками не ставилось. Нафтогазові видобувні підприємства в системі капітального або підземного ремонтів виконували післяпромислові роботи з інтенсифікації припливів вуглеводнів до свердловин, виходячи з своїх виробничих можливостей та потреб.

В геолого–розвідувальних свердловинах проектний час виклику припливу з пласта–колектора складав лише три доби. Якщо отриманий приплив нафти не перевищував три тонни за добу, то проводились ізоляційні роботи і перехід на виклик припливу з вище розташованого пласта.

Ці нормативні документи не сприяли використуванню при закінченні буріння свердловини відомих або нових методи відновлення погіршених при бурінні фільтраційних властивостей пласта–колектора.

За останні тридцять років відбувся різкий спад видобування в Україні нафти і газу внаслідок виснаження наших великих родовищ і відсутності відкритих нових родовищ. З середини 70–х років минулого століття майже всі бурові підприємства України були скеровані для роботи у Західному Сибіру.

Відомий державний керівник енергетичної галузі України Юрій Бойко, мотивуючи майже повне припинення фінансування геолого–розвідувальних бурових робіт в Україні, стверджував відсутність запасів нафти і газу на території України і безперспективність їх пошуків. Цим він обгрунтовував заходи по використанню наших спеціалістів для роботи в Африці та в Росії. Хоча Ю.Бойко не міг не знати про дві державні програми, розроблені під керівництвом видатного геолога і організатора виробництва Петра Шпака, і затверджені Урядом України, згідно з якими уже в 2010 році в Україні мали видобувати 34 мільярди метрів кубічних газу та 8 мільйонів тонн нафти. Ці

цифри, враховуючи фінансові можливості держави, були відкориговані до величин 28 і 5 відповідно. Окрема Програма, розроблена для Чорного і Азовського морів, передбачала в найближчі сім років видобувати 2.5 мільярдів метрів кубічних газу. Але виконання цих державних Програм було зірвано через те, що вони були профінансовані Урядом лише на 10 відсотків. Україна стала енергетично залежною від поставок газу з Росії.

За роки незалежності України повністю ліквідовані всі бурові підприємства на Заході України та дещо в меншій мірі на Сході України. Відбулася втрата найголовнішого – професійних кадрів.

У Криму в 2013 році видобуток газу досяг 2.5 мільярдів метрів кубічних, але у зв'язку з анексією Криму Росією видобування газу з родовищ, що знаходяться в територіальних водах України (Одеське, Безіменне, Голіцинське) незаконно здійснюється Рідходитьосійською Федерацією, а Уряд України до цього часу не подав з цього приводу позов у Європейський суд.

Україні тепер доводиться вирішувати дуже складні задачі по нарощування видобування нафти і газу в нових умовах з використанням сучасних досягнень в цій галузі. Світові, в основному західні, технології буріння свердловин базуються на використанні сучасних бурових установок, у яких керування буровим процесом здійснюється на основі опрацювання інформації, яка надходить на пульт бурильника безпосередньо з вибою свердловини та, опрацьована, стає керівництвом для процесу буріння.

Протягом багатьох років західні нафтогазові бурові компанії були зобов'язані (на відміну від наших) передавати своїм видобувним компаніям закінчену бурінням свердловину з відновленими або навіть покращеними фільтраційними характеристиками пластів–колекторів у привибійній зоні свердловини. Так, за даними Американського інституту нафти десятирічної давності в 70% газових і 60% нафтових свердловин на стадії їх освоєння здійснюють гідророзрив пласта. В практиці формування конструкції вибою свердловин застосовують колтбінгові технології, особливо при розкритті багатошарових колекторів з різними фільтраційними характеристиками. Тим паче, що в 2010 році в США і в Канаді було здійснено більше ста тисяч колтбінгових свердловинних операцій. В одній з канадських свердловин було створено 93 колтбінгових відгалужень, при цьому її дебіт зріс з 6–и до 68–и тонн за добу (нафта там високов'язка).

В Україні за розробками О. Григоряна в 1972–1975 роках було пробурено на Долинському родовищі менілітових відкладів 9, а на Старо–Самбірському 3 розгалужено–горизонтальні свердловини загальною довжиною кожної близько 3500 метрів. Кінцева кривизна стовбурів сягала 90–109 градусів. Для такого буріння використовувалась техніка виключно українського виробництва (механізми викривлення виготовлялися на заводі поблизу Києва, а електробури і телеметричні системи виготовлялися в Харкові). Весь процес спорудження свердловин здійснювали спеціалісти Долинської контори електробуріння. Завдяки вико рис-

танню телеметричних систем всі профілі свердловин були пробурені без відхилень від проектних величин, тому спуск обсадних колон виконувався без будь-яких проблем. На жаль, ці успішні роботи не були продовжені, а сам О.Григорян у віці 65–ти років емігрував до США і працював там майже до 90 років, розвиваючи та удосконалюючи технології горизонтального буріння свердловин.

В декількох опублікованих статтях Б.Байдюка і Р.Яремійчука у 2000 – 2002 роках було запропоновано створення електробурів на постійному струмі, що дозволяло би бурити такі свердловини довжиною до семи тисяч метрів. Спеціалісти Долинської контори електробуріння виготовили дослідний зразок такого електробура, але об'єднання «Укрнафта» ці роботи не підтримало.

Надзвичайно важливі промислові роботи по бурінню та вводу в експлуатацію восьми похило скерованих і горизонтальних свердловин були здійснені в 2012 – 2013 роках на Одеському газоконденсатному родовищі, шельф Чорного моря, з одного майданчика буровою установкою Сінгапурського виробництва (так звана «вишка Бойка»). Формування профілю похило скерованих свердловин виконувалося фахівцями під керівництвом д.т.н. Я.В.Кунцяка. Цей досвід цікавий тим, що пробурені і освоєні свердловини відразу включалися в експлуатацію з передачею вуглеводнів на відстань близько 70 кілометрів газопроводами, прокладеними на дні Чорного моря. Буріння продуктивного пласта другої і третьої по порядку свердловини супроводжувалися поглинанням бурового розчину і наступним сильними газопроявами, оскільки воно здійснювалося в зоні зниженого пластового тиску у воронці депресій вже експлуатаційних свердловин. На пропозицію С.Головіна, О.Павлова і Р. Яремійчука, яка була підтверджена патентом України, розкриття продуктивних горизонтів в наступних свердловинах здійснювалося при тисках циркуляції (статичних і гідродинамічних) промивної рідини, що враховувала величини тисків у воронках депресій експлуатаційних свердловин, тому в подальшому ускладнень процесу буріння не було. Розробка родовищ такими кушовими свердловинами сприяє підвищенню коефіцієнта вуглеводневої продукції пластів. На превеликий жаль, у зв'язку з анексією Криму Росією це родовище, що знаходиться в територіальних водах України, незаконно розробляється країною-агресором і даних по її розробці і експлуатації свердловин ми не маємо.

Цей промисловий експеримент є важливим для розбурювання та експлуатації свердловин порівняно невеликих за розмірами родовищ на суші, позаяк він суттєво полегшує проблему відведення сільсько-господарських земель для промислових об'єктів та зменшує всі витрати на буріння свердловин, їх експлуатацію та транспортування нафти і газу.

Проектування процесу закінчування бурінням свердловин повинно би виділятися в окрему, найбільш важливу частину, проектування буріння всієї свердловини. В цю частину проекту має входити обґрунтування конструкції вибою свердловини, на базі якої повинна проектуватися вся конструкція

свердловини в цілому. При цьому конструкція вибою повинна відповідати всім можливим наступним методам інтенсифікації припливу вуглеводнів до свердловини.

Окремо, може найголовнішою, частиною проекту повинно бути детальне обґрунтування технології буріння свердловини в зоні продуктивних відкладів.

Універсальних технологій цього процесу нема, оскільки вуглеводні можуть знаходитись в умовах нормальних або аномальних (високих або низьких) пластових тисків, а самі вуглеводні можуть бути представлені нафтою, газом або газом з конденсатом. Наприклад, при бурінні свердловини №1 – Шевченкова в 1975 році в інтервалі від 6900 метрів і до 7500 метрів у відкладах нижньої крейди спостерігалось постійне надходження в буровий розчин порцій нафти при пластовому тиску 120 МПа. При глибині свердловини 7522 м відбулося прихоплення спірального калібратора, після чого Міністерством нафтової промисловості було прийнято ухвалу зупинити ліквідацію прихоплення, позаяк на той час в СРСР не було фонтанної арматури на тиск 180 МПа. Іншим прикладом невдалого розкриття продуктивних пластів при бурінні свердловин на Волино-Подільській платформі було те, що нафта і газ в продуктивних пластах знаходяться в аномально-низьких пластових тисках. Саме тому продуктивні горизонти, на нашу думку, при бурінні та цементуванні колон надійно ізолювали пласти від свердловини.

Ця технологія повинна відповідати умовам найменшого забруднення пласта-колектора та можливостям гирлового обладнання при освоєнні свердловин. Подальша частина проекту освоєння свердловин повинна давати обґрунтування методів і технологій вторинного розкриття пластів. Сьогодні відпала частина технологій цього процесу, серед яких були різні варіації гідропіскоструминної перфорації, оскільки західні компанії сьогодні поставляють кумулятивні перфоратори, які здатні утворювати канали у привибійній зоні свердловини радіусом до 2–х метрів.

В монографії «Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика», яка вийшла в світ у Львові в видавництві «Сполом» у 2018 році завдяки фінансовій підтримці З. Козицького (автори А.І. Булатов, Ю.Д. Качмар, О.В. Савенок, Р.С. Яремійчук) описані на основі власних досліджень і на основі аналізу 371 літературних джерел методи освоєння свердловин з детальними розрахунками сучасних технологій інтенсифікації припливу до свердловин.

Ці методи включають в себе систему контролю фільтраційних характеристик колектора у привибійній та віддаленій зоні пласта, а також технологічні розрахунки кислотних обробок пласта, звичайного і потужного гідророзривів пласта, а також методів створення у привибійній зоні багаторазових миттєвих депресій і репресій (з кислотною обробкою пласта або без неї) та можливістю записувати криві відновлення тиску для оцінки ефективності процесу. Ці описані вітчизняні

технології мало чим різняться від кращих технологій зарубіжних компаній.

3. ВИСНОВКИ

На наш погляд, в Україні при Івано–Франківському національному технічному університеті нафти і газу доцільно було би організувати курси для детального ознайомлення з сучасними передовими, зокрема, описаними тут технологіями спеціалістів із залученням для викладання цих технологій таких відомих не лише в Україні, але і поза її межами, фахівців, як доктор технічних наук Я.В. Кунцяк, кандидати технічних наук В.Г. Вітрик, Ю.В. Лубан, В.В. Цьомко та інших фахівців у цій галузі, які досконало володіють новими технологіями нафтогазової інженерії.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Експертна оцінка стану освоєння свердловин та сучасних методів інтенсифікації припливів вуглеводнів до свердловин в Україні.

Методика. Огляд і аналіз стану питання. Формування рекомендацій.

Результати. Показано сучасний стан та тенденції розвитку свердловинних технологій при видобуванні вуглеводневих флюїдів.

Практична значимість. Запропоновано при Івано–Франківському національному технічному університеті нафти і газу організувати курси для детального ознайомлення з сучасними технологіями освоєння свердловин та сучасними методами інтенсифікації припливів вуглеводнів до свердловин. Названо провідних вітчизняних фахівців, які могли би скласти основу викладацької групи на таких курсах.

Наукова новизна. Виокремлено ряд новітніх свердловинних технологій видобування вуглеводневих флюїдів, які на сучасному етапі складають інноваційну основу техніки та технологій нафтогазовидобувної галузі.

Ключові слова: Буріння, вуглеводні, освоєння свердловин, інтенсифікація, привибійна зона.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Экспертная оценка состояния освоения скважин и современных методов интенсификации притоков углеводородов к скважинам в Украине.

Методика. Обзор и анализ состояния вопроса. Формирование рекомендаций.

Результаты. Показано современное состояние и тенденции развития скважинных технологий при добыче углеводородных флюидов.

Практическая значимость. Предложено при Ивано–Франковском национальном техническом университете нефти и газа организовать курсы для детального ознакомления с современными технологиями освоения скважин и современными методами интенсификации притоков углеводородов до скважин. Названы ведущие отечественные специалисты, которые могли бы составить основу преподавательской группы на таких курсах.

Научная новизна. Выделены ряд новейших скважинных технологий добычи углеводородных флюидов, которые на современном этапе составляют инновационную основу техники и технологий нефтегазодобывающей отрасли.

Ключевые слова: Бурение, углеводороды, освоение скважин, интенсификация, призабойная зона.

ABOUT AUTHORS

Яремійчук Р.С. доктор технічних наук, професор, член та віце–президент ГО Українська нафтогазова академія, дійсний член Білоруської гірничої академії.

електронна адреса: rom.yaremiychuk@ukr.net

Що стосується використання колтюбінгових технологій при освоєнні та експлуатації свердловин, то вони добре описані в довіднику – навчальному посібнику «Колтюбінг в нафтогазовидобуванні» (2014).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Яремійчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика/ Яремійчук Р.С., А.І. Булатов, Ю.Д. Качмар, О.В. Савенок – «Сполом», Львів, 2018. – 476 с.

2. Яремійчук Р.С. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні/ Яремійчук Р.С., М.Поліник, В.Ясюк – «Центр Європи», Львів, 2014. – 336 с.



УДК 622.245.42

ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ТЕРМОСТІЙКИХ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ

В.М.Орловський

канд. техн. наук, доцент Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова

e-mail: svaroh13@ukr.net, ORCID–0000 0002 8749 5354

IMPROVING THE QUALITY OF HEAT-RESISTANT BOREHOLE CEMENTS

V.M.Orlovsky

PhD, associate professor Kharkiv National University of Municipal Economy named after A. M. Beketov

e-mail: svaroh13@ukr.net, ORCID–0000 0002 8749 5354

ABSTRACT

Objective. Development and research of heat-resistant grouting materials with high technological properties for cementing deep wells with high reservoir temperatures in the oil and gas fields and geological exploration areas of Ukraine.

Methods. In the process of research, modern regulatory and technical sources and new developments of grouting materials and the results of their implementation in the oil and gas industry of Ukraine were used.

Findings. The analysis of heat-resistant grouting materials, which are manufactured by the Ukrainian industry, as well as new developments in the field of heat-resistant grouting compositions, designed for use in difficult geological conditions of geological exploration areas and oil and gas fields in the oil and gas industry of Ukraine.

Originality. The scientific value of this work lies in the fact that a selection of the optimal formulations of new heat-resistant cement materials intended for use in difficult mining and geological conditions.

Practical implications. The results of the work have practical application in the cementing of deep wells in oil and gas fields and exploration areas in the complex mining and geological conditions of the oil and gas provinces of Ukraine.

Key words: well cementing, heat-resistant grouting cement, heat resistance of cement stone, strength of cement stone, adhesion.

1. ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМИ

При бурінні глибоких свердловин на родовищах нафти і природного газу, а також геологорозвідувальних площах України маємо справу з високими пластовими температурами. Тому для цементування свердловин потрібні термостійкі високоякісні тампонажні матеріали. Проте тампонажні матеріали, які виготовляються промисловістю України не завжди відповідають гірничо-геологічним умовам свердловин. Це

обумовлює актуальність наукових досліджень з розробки нових термостійких високоякісних тампонажних матеріалів.

2. АНАЛІЗ ОСТАННІХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Сьогодні, згідно з існуючими технологіями, для якісного розмежування пластів застосовують переважно тампонажні цементы, в яких основним в'язучим матеріалом є портландцемент. Згідно з ДСТУ БВ.2.7–88–99, залежно від хіміко–

мінералогічного складу, виділяють декілька типів тампонажних портландцементів для різних температурних умов експлуатації – від 288 до 423 К.

Проведені дослідження [1 – 3] показали, що при застосуванні портландцементів у геотермальних умовах глибоких свердловин виникають проблеми довговічності тампонажного каменю. Висока активність портландцементу є причиною температурної нестабільності тампонажного матеріалу, що викликає деструктивні процеси, зокрема утворення високоосновного гідросилікату $C_2SH(A)$, внаслідок чого поступово знижується міцність і підвищується проникність, навіть у термостійких цементів. Це приводить до формування шляхів газонафтоводо-перетоків (ГНВП) у свердловині.

Дослідник Гамзатов С. І. [4] вважає, що гранична термостійкість тампонажних портландцементів для помірних температур становить 363 – 368 К.

Автори [5, 6] вважають, що тампонажний портландцемент може застосовуватись до температури близько 358 К, тобто до глибин 2500 – 3000 м.

За даними [1], навіть при температурі 348 К на пізніх стадіях твердіння тампонажного портландцементу (через 28 діб) міцність утвореного каменю починає знижуватись.

Найважливішою умовою термостійкості цементу є утворення в процесі його тужавіння термодинамічно стійких при високих температурах хімічних сполук. Необхідно також, щоб ці сполуки мали добрі структуротвірні властивості, оскільки без цього не можна одержати високої міцності та низької проникності цементного каменю [7]. Отже, в умовах тривалої гідротермальної дії на процеси твердіння і деструкції цементного каменю для його термостійкості найважливіше значення мають процеси виникнення структуротвірних фаз.

Дослідник Данюшевський В. С. [3] виділяє два можливих напрямки в одержанні стійких новоутворень на ранніх стадіях твердіння:

а) вибір в'язучого з найменшою, але достатньою для забезпечення необхідної швидкості твердіння хімічною активністю;

б) утворення довговічних в умовах високих температур і тисків гідросилікатів та гідрогранатів кальцію внаслідок реакції між портландцементом та введеними кремнеземом й глиноземом.

На практиці ця задача зводиться до розроблення тампонажних композицій з малоактивними в'язучими матеріалами й домішками до них.

Уперше термостійкий тампонажний цемент одержали шляхом домішки до тампонажного портландцементу тонкомеленого кварцового піску [3]. Такі суміші дістали широке застосування завдяки універсальності домішки піску, який добре поєднується з різними типами цементів і практично не впливає на технологічні властивості цементного розчину.

Відомий широкий спектр малоактивних кальцієвмісних компонентів, які присутні у відходах металургійної, енергетичної, гірничорудної й хімічної промисловості (шлаки, шлами, огарки, золи

виносу, промисловий пил, горілі породи тощо). Цементи з таких матеріалів найбільш економічні та термостійкі [7, 8].

При цементуванні свердловин з відходів промисловості найбільше застосування знайшли доменні шлаки, які за хімічним складом наближаються до портландцементного клінкеру, відрізняючись від нього, як правило, меншим вмістом оксиду кальцію. Оцінка гідравлічних властивостей доменних гранульованих шлаків за ДСТУ Б В.2.7–261:2011 проводиться за допомогою коефіцієнта якості і залежно від хімічного складу вони діляться на три сорти.

Працями [9, 10, 11] встановлено, що при підвищенні температури процеси гідролізу і гідратації доменних шлаків настільки інтенсифікуються, що вони самі стають достатньо активним в'язучим матеріалом. Враховуючи це, на основі доменних шлаків розроблені шлакові, шлако-піщані цементи (ШПЦС–120, ШПЦС–200, УШЦ), які призначені для цементування глибоких високо-температурних свердловин.

Хіміко-мінералогічний склад шлаку і спосіб його охолодження визначають фізико-механічні властивості цементів на основі доменних шлаків: терміни схоплення, рухливість, густину, проникність, механічну міцність, корозійну стійкість і т.п. В умовах температур 373 – 473 К рекомендується використовувати шлаки з коефіцієнтом якості не менше 1,65, а при 473 – 573 К – не менше 1,45. При вибійних температурах нижчих 373 К для активації шлаків пропонується вводити домішки тампонажного портландцементу [12, 13].

Але широке застосування тампонажних матеріалів на основі шлаків обмежується їх недоліками: сильним коливанням в'язучих властивостей для різних партій, втратою властивостей і грудкуванням шлаку при зберіганні, а також великими енергозатратами на розмелювання.

Крім того, густина тампонажних розчинів на шлаковій основі коливається від 1800 до 2000 кг/м³, а провести одноступеневий підйом такого розчину на висоту 1500 – 2000 м дуже складно. З метою збільшення висоти підйому цементу процес цементування ведуть в дві ступені, застосовуючи спеціальні муфти, що ускладнює технологію процесу. Суттєва різниця між густиною тампонажного розчину і промивальної рідини приводить до надмірно високих тисків в кінці протискування і створює небезпеку для виникнення гідророзривів пластів в процесі цементування.

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ

Задача досліджень полягає в розробці термостійких тампонажних матеріалів з високими експлуатаційними якостями для цементування глибоких високотемпературних свердловин в складних гірничо-геологічних умовах на нафтових і газових родовищах та геологорозвідувальних площах України.

4. ВИКЛАД ОСНОВНОГО МАТЕРІАЛУ І РЕЗУЛЬТАТИ

Для цементування нафтових і газових свердловин в Україні використовують в основному тампонажні портландцементи ПЦТП-50, ПЦТІ-100 Здолбунівського цементного заводу ВАТ «Волинь-Цемент» та ПрАТ «Івано-Франківськцемент» призначені для застосування в умовах нормальних (ПЦТП-50) та помірних температур [7], а також будівельний портландцемент марки 500.

В умовах підвищених і високих температур використовуються спеціальні цементи ШПЦС-120 і ШПЦС-200 виробництва Костянтинівського ВАТ «Обважнювач».

З метою розширення асортименту та підвищення якості термостійких тампонажних матеріалів, колективом дослідників на базі Полтавського відділення УкрДГРІ запропоновано використати в якості термостійких тампонажних цементів безклінкерні матеріали – суміші на основі висококальцієвої золи-виносу (ЗВ) Прибалтійських

горючих сланців і кислій золи-виносу (ЗК) теплових електростанцій (ТЕС), наприклад Курахівської ДРЕС.

У процесі переробки горючих сланців і кам'яного вугілля на теплову енергію утворюється значна кількість відходів.

Одними з таких відходів є пиловидні золи, які придатні для використання в якості тампонажних матеріалів, або домішок до них.

Важливою перевагою зол виносу є те, що вони не потребують додаткових технологічних затрат, зокрема розмелювання.

Тому при розробці термостійких тампонажних матеріалів - сумішей, як в'язучу основу брали висококальцієву золу від спалювання горючих сланців, багату на оксид кальцію, а як пуцоланову (кремнеземисту) домішку - кислу золу від спалювання кам'яного вугілля.

Золи горючих сланців поставляють у вигляді суміші двох різновидів: циклонної й електрофільтрової (табл. 1), де частка електрофільтрової золи в два рази більша від циклонної.

Таблиця 1 – Хімічний склад висококальцієвої золи від спалювання горючих сланців на ТЕС

Різновиди золи	Хімічний склад, мас. часток %									
	CaO (CaO _{в.})	MgO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	K ₂ O	Na ₂ O	SO ₃	CO ₂	п.п.п.
Циклонна	42,2 (11,3)	4,6	26,9	6,3	4,8	2,6	0,2	4,8	6,2	1,1
Електрофільтрова	31,7 (6,6)	4,4	30,4	7,9	4,4	4,4	0,2	7,4	7,6	1,1
Змішана	35,2 (8,2)	4,5	29,2	7,4	4,5	3,8	0,2	6,5	7,1	1,1

Для одержання термостійких тампонажних складів до висококальцієвої сланцевої золи необхідно додавати активну мінеральну домішку з високим вмістом кремнезему, наприклад, кислі золи, що утворюються при згоранні кам'яного вугілля Донецького або Волинського басейнів. Хімічний склад кислих зол-виносу ТЕС та їх активність наведено в таблиці 2.

Відомо, що важливою характеристикою пуцоланових домішок, які впливають на величину міцності та корозійну стійкість цементного каменю, є

їх активність. Установлено, що більшу корозійну стійкість має цементний камінь, до складу якого входить пуцоланова домішка найбільшої активності [14].

Найбільшу активність має зола-винос Курахівської ТЕС (32,84 мг CaO/г) (табл. 2) тому її рекомендовано для створення термостійких тампонажних складів.

В даній роботі досліджувалась суміш висококальцієвої золи естонських сланців із золою Курахівської ДРЕС.

Таблиця 2 – Хімічний склад кислих золи-виносу ТЕС та їх активність

Різновиди зол	Хімічний склад, мас. часток %										Активність, мг CaO/г
	CaO	MgO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	K ₂ O	Na ₂ O	SO ₃	п.п.п.		
Курахівської ТЕС	2,2–2,8	2,0–3,0	50,0–52,0	15,0–24,0	17,0–22,0	1,5–3,0	0,2–0,4	0,4–0,8	3,4–3,7	32,84	
Ладизинської ТЕС	2,0–5,0	1,7–2,0	55,0–57,0	17,0–23,0	9,0–11,0	1,2–1,5	0,6–0,8	0,4–0,7	5,1–5,4	18,19	
Добротворської ТЕС	3,4–4,2	2,4–2,8	44,0–49,0	16,0–24,0	8,0–14,0	1,0–1,8	0,3–0,5	0,2–0,6	4,8–5,0	16,43	

На основі зольних сумішей розроблено безклінкерні термостійкі тампонажні композиції автоклавного твердіння з температурою застосування до 180 °С. Термостійкі зольні тампонажні суміші мають високі технологічні характеристики (табл. 3), в тому числі високу корозійну стійкість в умовах знелужнення та магнезійної корозії. Крім того, такі

тампонажні матеріали розширюються при тужавінні. Залежно від типу алюмосилікатної домішки (зола Курахівської чи Ладизинської ТЕС), 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 [15].

Таблиця 3 – Технологічні властивості зольних термостійких тампонажних сумішей

Склад суміші, %		В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Міцність каменю при згині /стисненні, МПа				Газопроникність, мкм ² ·10 ⁻³				
ЗВ	ЗК					Умови тужавіння: t = 120 °С, P = 50,0 МПа								
						Час тужавіння, діб								
						2	7	28	180	2	7	28		
30	70	0,55	1540	0,19	6,0	3,9/12,5	4,7/12,9	6,2/14,4	6,5/14,0	0,52	0,43	0,21		
50	50	0,55	1570	0,22	12,0	4,1/12,8	4,9/14,8	5,5/15,2	5,8/14,2	0,18	0,12	0,15		
70	30	0,55	1620	0,20	10,5	5,9/18,5	6,7/20,5	7,7/20,9	6,0/13,8	0,06	0,08	0,09		

Для регулювання термінів прокачування при високих температурах можна застосовувати стандартний сповільнювач НТФК, для зниження водовідділення в деяких рецептурах необхідно застосовувати стандартні стабілізатори, наприклад ОЕЦ та інші.

Також для кріплення свердловин запропоновано ще одну розробку - термостійкі тампонажні суміші на основі портландцементів загальнобудівельного призначення (ПЦЗБП), зокрема, портландцементу ПЦІ-500-Н і шлакопортландцементу ШПЦ Ш/А-400 із кислою золою-виносу теплових електростанцій (ТЕС) (таблиці 4, 5) [16].

При дослідженнях технологічних властивостей розроблених композицій на основі сумішей ПЦЗБП із кислою золою-виносу ТЕС встановлено наступне:

- на основі сумішей ПЦЗБП з кислою золою-виносу, наприклад Курахівської ДРЕС, можна одержати поліпшені тампонажні композиції з високими експлуатаційними властивостями;
- одержаний камінь на основі сумішей ПЦЗБП з кислою золою-виносу ТЕС має високу стійкість в умовах сульфатної і магнезійної агресії (особливо рецептури, які містять шлакопортландцемент) [17].

Таблиця 4 – Технологічні властивості термостійких тампонажних сумішей на основі ПЦІ-500-Н із кислою золою-виносу (ЗК) Курахівської ДРЕС

Склад суміші, мас. част., %		В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Міцність каменю при стисненні, МПа						Газопроникність, мкм ² ·10 ⁻³					
ПЦІ-500-Н	ЗК					Умови тужавіння цементу											
						t = 100 °С P = 40,0 МПа			t = 120 °С P = 60,0 МПа			t = 100 °С P = 40,0 МПа			t = 120 °С P = 60,0 МПа		
		Час тужавіння, діб															
						1	2	14	1	2	14	1	2	14	1	2	14
60	40	0,55	1650	0,20	0,1	6,9	9,3	4,2	10,5	14,6	13,0	1,05	0,75	0,25	0,70	0,52	0,15
50	50	0,56	1630	0,19	8,5	6,0	9,1	18,6	8,5	12,9	22,9	1,80	2,00	0,008	0,58	0,30	0,04
40	60	0,56	1610	0,19	8,5	4,1	7,5	18,0	8,2	9,3	20,1	-	-	-	0,85	0,15	0,02

Таблиця 5 – Технологічні властивості тампонажних сумішей на основі ШПЦ Ш/А–400 із кислою золою–виносу (ЗК) Курахівської ДРЕС

Склад суміші, мас. част., %		В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Міцність каменю при стисненні, МПа						Газопроникність, мкм ² ·10 ⁻³							
ШПЦ Ш/А–400	ЗК					Умови тужавіння цементу													
						t = 100 °С P = 40,0 МПа			t = 120 °С P = 60,0 МПа			t = 100 °С P = 40,0 МПа			t = 120 °С P = 60,0 МПа				
						Час тужавіння, діб													
		1			2			14			1			2			14		
60	40	0,58	1630	0,20	7,5	6,0	8,2	12,2	8,9	11,0	10,5	2,15	1,40	0,35	0,92	0,60	0,18		
50	50	0,58	1610	0,19	6,5	4,5	7,4	14,0	6,8	7,5	16,9	3,40	2,05	0,30	1,01	0,32	0,08		
40	60	0,58	1580	0,19	5,0	–	–	–	4,4	6,9	14,8	–	–	–	2,30	0,90	0,20		

Терміни тужавіння тампонажних розчинів на основі сумішей ПЦЗБП із золою–виносу ТЕС регулюються за допомогою стандартних сповільнювачів, наприклад НТФК.

Рекомендовані температури застосування для рецептур із вмістом золи до 40 % за масою складають до 100 °С, для рецептур із вмістом золи 50 % і більше – до 150 °С.

5. ВИСНОВКИ

Розроблено і запропоновано для бурових підприємств термостійкі тампонажні композиції з високими технологічними властивостями із застосуванням побічних техногенних продуктів промисловості.

Проведено дослідження нових термостійких тампонажних матеріалів, призначених для застосування в глибоких високотемпературних свердловинах.

Наукова цінність даної праці полягає в тому, що проведено підбір оптимальних рецептур термостійких тампонажних матеріалів, призначених для застосування в складних гірничо–геологічних умовах.

Результати роботи мають практичне застосування при цементуванні глибоких високотемпературних нафтових і газових свердловин на промислових родовищах та геологорозвідувальних площах України.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно–активных средах / [В. М. Кравцов, Ю. С. Кузнецов, М. Р. Мавлютов и др.]. – Москва: Недра, 1987. – 192 с.
2. Шадрин Л. Н. Регулирование свойств тампонажных растворов при цементировании скважин / Л. Н. Шадрин. – Москва: Недра, 1969. – 240 с.

3. Данюшевский В. С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В. С. Данюшевский В. С. – Москва: Недра, 1978. – 293 с.

4. Гамзатов С. И. Применение вяжущих веществ в нефтяных и газовых скважинах / С. И. Гамзатов. – Москва: Недра, 1985. – 148 с.

5. Мачинский Е. К. Многокомпонентные смеси для цементирования скважин / Е. К. Мачинский // Бурение скважин и разработка нефтяных месторождений: (сб. научн. трудов ГрозНИИ). – 1960. – № 6. – С. 113 – 121.

6. Бандур Р. В. Проблема підбору рецептури тампонажних розчинів для заданих вибійних умов / Р. В. Бандур, О. В. Лужаниця, С. Г. Михайленко [та ін.] // Питання розвитку газової промисловості України: (зб. наук. праць УкрНДІГаз). – Харків, 2005. – С. 135 – 137.

7. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В. Ф. Горський. – Чернівці: 2006. – 524 с.

8. Каримов Н. Х. Вяжущие материалы, изготавливаемые из промышленных отходов, и их применение при креплении скважин / Н. Х. Каримов, Б. Н. Хахаев, В. С. Данюшевский // Бурение: И.О. – Москва: ВНИИОЭНГ. – 1982. – 48 с.

9. Булатов А. И. Цементы для цементирования глубоких скважин / А. И. Булатов. – Москва: Гостехтопиздат, 1962. – 202 с.

10. Булатов А. И. Цементирование глубоких скважин / А. И. Булатов. – Москва: Недра, 1964. – 298 с.

11. Мачинский Е. К. Цементно–песчаные растворы для тампонажа скважин / Е. К. Мачинский, А. И. Булатов. – Грозный: Чечено–Ингушское кн. изд–во, 1960. – 91 с.

12. Мачинский Е. К. Тампонажные свойства шлаковых смесей при температуре 100 – 130 °С / Е. К. Мачинский, И. С. Финогенов // Нефтепромысловое дело. – 1961. – № 2. – С. 13 – 15.

13. Мачинский Е. К. Исследование тампонажных цементов для глубоких скважин с большими забойными температурами и давлениями /

Е. К. Мачинский, И. С. Федулова // Нефтепромысловое дело. – 1961. – № 12. – С. 11 – 14.

14. Кучеренко Т. В. Влияние активности золы-уноса на коррозионную стойкость цементного камня / Т.В. Кучеренко // Пятая Республиканская конференция по физико-химии, технологии получения и применения промывочных жидкостей, дисперсных систем и тампонажных растворов: тезисы докл. – К.: Наукова думка, 1981. – Часть 2. – С. 56 – 57.

15. Орловський В. М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні: Монографія / В. М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.

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

17. Орловський В. М. Сучасні тампонажні матеріали / В. М. Орловський, А. М. Похилко, В. В. Крицький // Геотехнології. – Харків: НТУ ХПІ, 2018. – № 1. – С. 44 – 52.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Розробка і дослідження термостійких тампонажних матеріалів з високими технологічними властивостями для цементування глибоких свердловин з високими пластовими температурами на нафтових і газових родовищах та геологорозвідувальних площах України.

Методика. У процесі проведення досліджень використано сучасні нормативні і технічні джерела та нові розробки тампонажних матеріалів і результати їх впровадження в нафтогазовій галузі України.

Результати. Проведено аналіз термостійких тампонажних матеріалів, які виготовляються промисловістю України, а також нових, розробок в галузі термостійких тампонажних композицій, призначених для застосування в складних гірничо-геологічних умовах геологорозвідувальних площ та родовищ нафти і газу нафтогазової галузі України.

Наукова новизна. Наукова цінність даної праці полягає в тому, що проведено підбір оптимальних рецептур нових термостійких тампонажних матеріалів, призначених для застосування в складних гірничо-геологічних умовах.

Практична значимість. Результати роботи мають практичне застосування при цементуванні глибоких свердловин на нафтових і газових родовищах та геологорозвідувальних площах в складних гірничо-геологічних умовах нафтогазових провінцій України.

Ключові слова: цементування свердловин, термостійкий тампонажний цемент, термостійкість цементного каменю, міцність цементного каменю, адгезія.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Разработка и исследование термостойких тампонажных материалов с высокими технологическими свойствами для цементирования глубоких скважин с высокими пластовыми температурами на нефтяных и газовых месторождениях и геологоразведочных площадях Украины.

Методика. В процессе проведения исследований использованы современные нормативные и технические источники и новые разработки тампонажных материалов и результаты их внедрения в нефтегазовой отрасли Украины.

Результаты. Проведен анализ термостойких тампонажных материалов, которые изготавливаются промышленностью Украины, а также новых, разработок в области термостойких тампонажных композиций, предназначенных для применения в сложных горно-геологических условиях геологоразведочных площадей и месторождений нефти и газа нефтегазовой отрасли Украины.

Научная новизна. Научная ценность данной работы заключается в том, что проведен подбор оптимальных рецептур новых термостойких тампонажных материалов, предназначенных для применения в сложных горно-геологических условиях.

Практическая значимость. Результаты работы имеют практическое применение при цементировании глубоких скважин на нефтяных и газовых месторождениях и геологоразведочных площадях в сложных горно-геологических условиях нефтегазовых провинций Украины.

Ключевые слова: цементирование скважин, термостойкий тампонажный цемент, термостойкость цементного камня, прочность цементного камня, адгезия.

ABOUT AUTHORS

В. М. Орловський канд. техн. наук, доцент, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова

e-mail: svaroh13@ukr.net



УДК 620

РОЛЬ МІЖРЕГІОНАЛЬНОГО СПІВРОБІТНИЦТВА У ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ КРАЇН В УМОВАХ СТАЛОГО РОЗВИТКУ

Ю. В. Макогон, д-р економ. наук, професор,
Маріупольський державний університет

*Відповідальний автор: makogon1947@gmail.com

THE ROLE OF REGIONAL COOPERATION IN ENSURING ENERGY SECURITY OF THE COUNTRIES IN TERMS OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Yu. V. Makogon
Mariupol state University

*Responsible autor: makogon1947@gmail.com

ABSTRACT

Purpose. Analysis of interregional cooperation and its role in ensuring the energy security of countries in the context of sustainable development.

Methods. The analysis of the use of alternative energy sources at the present stage of development of the world economy, confirmed the low efficiency of energy resources in the Ukrainian economy.

Findings. On the example of the North American countries, it is proved that interregional cooperation in the energy sector can solve a number of problems, including: the problem of tariff and non-tariff restrictions on cross-border trade; the problem of excessive regulation of energy markets in the States; as well as geopolitical and natural restrictions.

Originality. It is determined that in order to activate or further develop interregional cooperation in the energy sector, it is necessary to clearly identify existing problems and identify possible areas of effective cooperation.

Practical implications. The necessity of reorganization of Naftogaz of Ukraine in accordance with the Third Energy Package of the EU and the creation of separate enterprises for the management of main gas pipelines and underground storage of Ukraine; cooperation in the field of modernization of infrastructure of the fuel and energy complex; creating a sustainable partnership in the energy sector with other countries.

Key words: energy, Ukraine, sustainable development, interregional cooperation.

1. ВСТУП

В рамках останнього Самміту ООН зі сталого розвитку 2015 року традиційно було поставлено на обговорення ряд ключових проблем, серед яких ті, що стосуються екологізації й енергетичної безпеки. Після Самміту перед країнами-членами ООН постали нові завдання адаптації визначених на глобальному рівні цілей та їх моніторингу. В Україні також розпочалась робота зі встановлення цілей сталого розвитку на 2016–

2030 роки, відповідних завдань та показників для моніторингу досягнення цілей.

До 2030 року кожен мешканець планети повинен мати доступ до надійних, безпечних та сталих джерел енергії. Частка відновлюваних джерел енергії має суттєво зрости, а темп покращення енергоефективності має подвоїтися до 2030 року [1].

Міжнародна співпраця має бути посилена задля покращення доступу до досліджень та технологій, в першу чергу у сфері чистих технологій, включаючи технології відновлюваної енергетики, енергоефек-

тивності та сучасні більш чисті технології використання викопного палива, а також для стимулювання інвестицій в енергетичну інфраструктуру та чисті технології.

В Україні доступ до електроенергії мають 100% мешканців, однак частка відновлюваних джерел енергії та рівень енергоефективності економіки залишаються вкрай низькими (рис. 1)[2].

Використання відновлюваних джерел енергії у виробництві електроенергії досягнуло 2,8% у 2015 році, порівняно з 0,8% десять років тому. Частка відновлюваної енергії, яка використовується у виробництві електроенергії збільшилася на 15,2% (+213 Терават–годин).

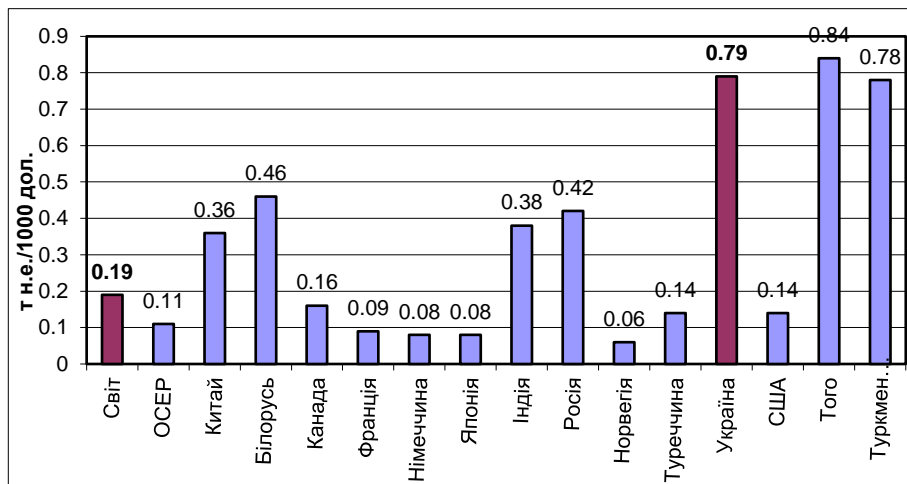


Рис. 1. Енергоефективність економіки окремих країн світу, 2014 р.

Найбільші приріст поновлюваних джерел енергії у виробництві електроенергії у 2015 році зафіксовано у Німеччині (+23,5%) та Китаї (+0,9%). Вітрова енергія залишається найбільшим джерелом поновлюваної енергії (52,2%), її приріст у 2015 році склав 17,4%, зокрема у Німеччині +53,4%. Використання сонячної енергії зросло на 32,6%, зокрема в Китаї (+69,7%), США (+41,8%) і Японії (+58,6%). Китай обігнав Німеччину і США і став топ-генератором сонячної енергії в світі. Світове виробництво біопалива збільшилося всього на 0,9%, що значно нижче середнього 10-річного ПОКАЗНИКА. На Бразилію (+6,8%) і США (+2,9%) доводилося по суті, все чисте збільшення [3].

Викиди CO₂ від споживання енергії збільшився у 2015 році на 0,1%. Зростання викидів було нижче середнього рівня в кожному регіоні, за винятком Європи і Євразії. США (-2,6%) і Росія (-4,2%) демонстрували найбільше абсолютне скорочення викидів, в той час як Індія (+5,3%) відзначилася найбільшим зростанням. Китайські викиди знизилися вперше з 1998 року [3].

Отже, дані паливно-енергетичних балансів більшості індустриальних регіонів країн ЄС показують, що альтернативні джерела енергії поки що не можуть скласти гідної конкуренції традиційним паливно-енергетичним ресурсам (ПЕР). В даний час в світі близько 80% енергії виробляється з вуглеводнів: нафти, газу і вугілля. Однак є країни, які задовольняють свої потреби в ПЕР не за рахунок збільшення імпорту нафти і газу, а за рахунок використання інших альтернативних ресурсів (Японія, Німеччина, США). При дуже низьких обсягах запасів нафти, газу і вугілля вони мають

високі обсяги використання атомної енергії, гідроенергії і поновлюваних джерел енергії [5].

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

Вирішення питань забезпечення енергетичної безпеки є одним з ключових мотивів поглиблення співробітництва країн світу. Так, міжрегіональна співпраця сприяла об'єднанню, в тому числі і енергетичних ринків країн Північної Америки, які стали інтенсивно розвиватися лише в 90-х рр. минулого століття. Тим не менш, якщо регіональну взаємодію у сфері енергетики між США і Канадою можна було спостерігати вже з 70-х і 80-х роках минулого століття, то розвиток інтеграційних процесів мексиканської енергетики з енергетичними комплексами двох сусідніх північноамериканських держав досі не реалізуються повною мірою через наявність конституційної заборони на приватизацію енергетичних ресурсів в Мексиці.

Структура енергетичних секторів Канади, США та Мексики, їх відмінність, безумовно, впливає на інтеграційні цілі цих країн в енергетичному секторі. Канада володіє достатньою кількістю запасів різних видів енергоресурсів, які забезпечують не тільки її внутрішні потреби, а й потреби в енергоресурсах інших країн. На відміну від США, Канада є експортером енергоресурсів, що не могло не позначитися як на енергетичній політиці цієї держави, так і її законодавстві в даній сфері.

Канада є експортером енергоресурсів, що зумовлює її інтерес до інтеграційних процесів, оскільки взаємодія Канади з іншими країнами в рамках Північноамериканської зони вільної торгівлі дозволяє їй спростити доступ для збуту своєї електроенергії та газу на ринки США.

У сфері електроенергетики інтеграція дозволяє компенсувати сезонні перепади та забезпечити, таким чином, ринки електроенергії двох держав. Важливий також геополітичний фактор у відносинах двох держав, що полягає у величезній протяжності спільних кордонів США і Канади, що зумовлює особливості енергетичного ринку, при якому нафта, що видобувається на заході Канади, експортується в США, а не спрямовується на схід країни, де відчувається її нестача, тоді як східним регіонам цієї держави доводиться імпортувати даний енергоресурс.

У Мексиці проблема енергетичного сектора полягає в нестачі фінансування, яке пояснюється домінуванням державної монополії. Як наслідок, відкриття своїх ринків північним сусідам за допомогою лібералізації повинно дозволити стимулювати інвестиції як в сектор електроенергії, так і нафтогазовий комплекс. Більш того, північноамериканське міжрегіональне співробітництво у сфері енергетики повинно дозволити модернізувати інфраструктуру енергетичного сектора Мексики. Деякі представники політичної еліти Мексики побоюються лібералізації енергетичного ринку, тому що, незважаючи на той факт, що Мексика є експортером енергоресурсів, відкриття її ринків може привести до підвищення впливу і тиску з боку основного імпортера енергоресурсів – США [5].

Об'єднання північноамериканських енергетичних ринків являє очевидний інтерес для США. Так попит на енергоресурси продовжує зростати, а залежність по відношенню до їх імпорту в США стає все більш відчутною. У зв'язку з цим масштабна співпраця трьох держав покликана забезпечити стабільність постачань енергоресурсів. Суттєва залежність США від постачань енергоносіїв з нестабільних регіонів світу (рис. 2) спонукає до активізації міжрегіональної співпраці з енергетичних питань на континенті. Так, структура імпорту нафти в США у 2015 році суттєво змінилася порівняно з 2007 р. (три чверті нафтового імпорту припадає на країни ОЕСР, а саме – на Канаду (46%, збільшення на 27%), Мексику (9%) й країни Південної Америки (21%)), досить великою залишається частка країн Близького Сходу[3].

Доволі висока залежність (18%) від потенційно нестабільно й небезпечного регіону стала причиною перегляду стратегії розвитку енергетичного комплексу країни. Висновки й відповідні пропозиції щодо перегляду розвитку систем енергозабезпечення США на перспективу до 2025 року, по суті, спираються на основні положення прогнозу розвитку світової енергетики, розробленого компанією ExxonMobil до 2030 р., за винятком одного моменту – необхідності до 2025 р. знизити поставки нафти із країн Близького й Середнього Сходу на 75%.

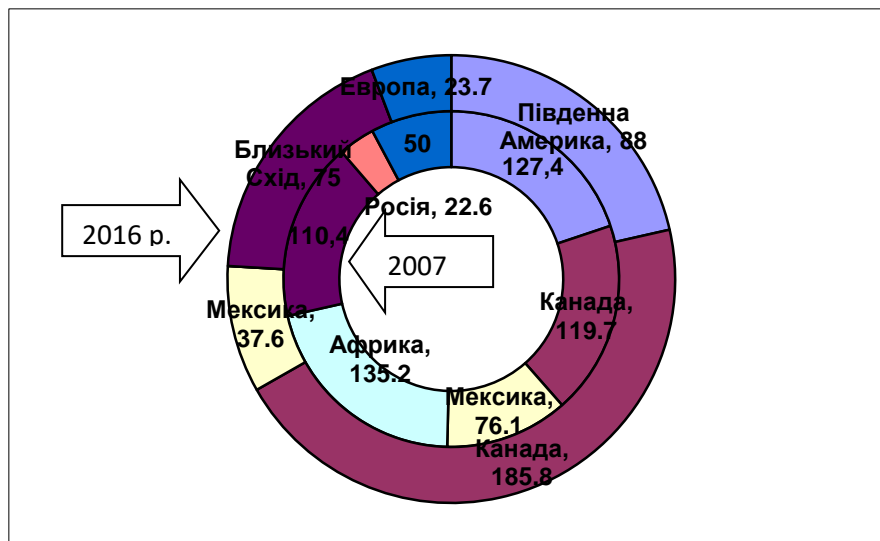


Рис. 2. Географічна структура імпорту нафти США в 2007, 2016 роках, млн. т

Товарообіг енергоресурсів між трьома державами свідчить про поглиблення їх взаємодії. Проте, слід зазначити, що оборот енергоресурсів між США і Канадою, у порівнянні з оборотом енергоресурсів цих держав з Мексикою є вищим, і лише торгівля газом і електроенергією між США і Мексикою може зрівнятися з рівнем товарообігу енергоресурсами між США і Канадою.

Отже, міжрегіональна співпраця північноамериканських країн в енергетичній сфері дозволила вирішити три основні проблеми: проблему тарифного та нетарифного обмеження транскордонного товарообігу;

проблему надмірного регулювання енергетичних ринків в державах; а також геополітичні чи природні, обмеження. [5]

Слід зазначити, що Угода про створення Північноамериканської зони вільної торгівлі (НАФТА) містить спеціальний розділ, присвячений енергетиці (розділ 6, другої частини угоди). Проте, інтеграційні процеси у сфері енергетики розвивалися і поза зобов'язань, взятих на себе державами-членами в рамках вищезазначеної угоди.

Об'єднання енергетичних ринків Канади і США почалося ще до підписання даної угоди, тоді як текст

даного акту був прописаний з урахуванням особливостей мексиканського енергетичного ринку. Практично весь мексиканський енергетичний сектор є державною монополією (винятком є лише вугільна промисловість і вугільна енергетика, а також, в обмеженій формі, електроенергетика). Як наслідок, інтеграція енергетики Мексики в північноамериканський енергетичний ринок вимагала лібералізації даного сектора. Саме цей фактор продовжує гальмувати розвиток північноамериканського енергетичного ринку.

Таким чином, міжрегіональна співпраця в цілому сприяє підвищенню енергетичної безпеки країн даного регіону, перш за все завдяки численним угодам про лібералізацію торгівлі вуглеводною сировиною, про що свідчить високий рівень обігу даних енергоресурсів між двома країнами, а також високий рівень взаємних злиттів і поглинань підприємств енергетичного сектора.

На сьогодні в Україні існує ціла низка невирішених питань в енергетичному секторі. На наш погляд, поглиблення міжрегіонального співробітництва мало б сприяти освоєнню альтернативної енергетики (зокрема розробленню та освоєнню відновлюваних джерел енергії), забезпеченню енергопотреб країни первинними вуглеводними ресурсами та посиленню її енергобезпеки в цілому.

Україна належить до енергодефіцитних країн, оскільки за рахунок власних джерел первинних енергетичних ресурсів вона задовольняє свої потреби лише на 47–49%. За рахунок власного видобутку покривається 10–12% потреб у нафті та 20–25% — у природному газі [6]. Тому, розвиток міжрегіонального співробітництва саме в енергетичній галузі значною мірою вплине не тільки на вирішення проблем постачання енергоресурсів, а й на умови функціонування паливно-енергетичного комплексу України та її економіки в цілому.

Велика кількість енергетичних проектів в Україні виконується за підтримки ЄС по програмах «INOGATE», «ТРАСЕКА» та «TACIS». Наприклад, по програмах «TACIS» тільки на підвищення безпеки українських АЕС було виділено понад 110 млн.євро [7]. Підприємствами по цих проектах в Україні виступали провідні міжнародні компанії.

Сьогодні реалізується Другий газовий регіональний інвестиційний план 2014–2023 об'єднання балтійського ринку енергетичних ресурсів, виданий Європейською мережею операторів газотранспортних систем (ENTSOG), який був підготовлений такими національними операторами газотранспортних систем даного регіону, як: Gasum Oy (Фінляндія), AS EG Võrguteenus (Естонія), AS Latvijas Gāze (Латвія), GAZ-SYSTEM S.A. (Польща), Energinet.dk (Данія), Swedegas AB (Швеція) і AB Amber Grid (Литва) [8].

Слід зазначити, що активізація або подальший розвиток міжрегіонального співробітництва потребує чіткого визначення існуючих проблем та окреслення можливих сфер ефективної співпраці. Враховуючи надважливе значення газотранспортної системи (а саме її стабільного функціонування) для української економіки, очевидним є вектор співробітництва з країнами, які можуть стати ефективними інвесторами та сприяти модернізації й подальшої експлуатації

вітчизняної ГТС. На шляху реалізації цього напрямку необхідно вдосконалити нормативно-правову базу, яка стосується внесення змін до деяких законів України про реформування системи управління єдиною газотранспортною системою України. До того ж необхідно оголошення міжнародного конкурсу для залучення інвесторів.

З метою активізації співробітництва з європейськими країнами в енергетичній галузі, необхідно провести реорганізацію НАК «Нафтогаз України» у відповідності до Третього Енергетичного Пакету ЄС, створити окремі підприємства щодо управління магістральними газопроводами та підземними сховищами України.

Особливу користь матиме співпраця в галузі модернізації інфраструктури паливно-енергетичного комплексу й зокрема використання досвіду технічно продвинутих країн щодо: модернізації атомних та гідроелектростанцій; підвищення безпеки існуючих енергоблоків АЕС; збільшення власного видобутку вуглеводної сировини за рахунок використання більш сучасних технологій; підвищення енергоефективності за рахунок реалізації проектів на альтернативних джерелах енергії (Clean Energy); будівництва і реконструкції житла за новими стандартами енергоефективності.

Враховуючи неможливість, останнім часом, розвивати співробітництво у російському напрямку, необхідно створювати стійке партнерство в енергетичній галузі з іншими країнами світу. Так, перспективним є партнерство зі США, насамперед як країни-інвестора і постачальника сучасного енергетичного обладнання та технологій; розвиток рівноправних та взаємовигідних відносин з країнами ЄС із залученням їх капіталів та технологій, а також поглиблення економічного партнерства з Польщею, Республікою Білорусь та країнами Балтії як важливими постачальниками енергоносіїв в Україні.

У східному напрямку корисним є створення партнерських відносин із Казахстаном, Туркменістаном, Азербайджаном та Грузією, насамперед в нафтогазовій сфері, маючи за мету створення євразійських транспортних коридорів; розвиток економічного співробітництва з Іраном, Іраком та Лівією в розрахунку на перспективу розробки їх нафтогазових родовищ.

3. ВИСНОВОК

Отже, міжрегіональне співробітництво України на рівні енергетичної галузі має суттєві перспективи, особливо враховуючи виділення чітких його пріоритетів.

Необхідно укріплювати лідерство у транзитному транспортуванні енергоносіїв за рахунок капіталізації свого вигідного географічного розташування; розвивати експортний потенціал, насамперед, за рахунок збільшення експорту електроенергії, послуг з транспортування енергоносіїв, машин, обладнання та інших високотехнологічних товарів для потреб паливно-енергетичного комплексу; підтримувати транснаціональні проекти транзиту закордонних

енергоносіїв через територію України та участі українських компаній у будівництві об'єктів ПЕК, розвідці та освоєнні родовищ нафти та газу за кордоном і освоєння українських родовищ вуглеводнів іноземними компаніями, насамперед, на основі угод про розподіл продукції.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Цілі сталого розвитку 2016–2030 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.un.org.ua/ua/tsili-rozvytku-tysiacholitia/tsili-staloho-rozvytku>
2. Key world energy statistics [Electronic resource]. – Paris: IEA Publications, 2016. – 80 p. // International energy agency [Official website]. – URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>
3. BP Statistical Review of World Energy 2016 [Electronic resource]. – London: BP Publications, 2016. – 48 p. // BP [Official website]. – URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
4. Макогон Ю.В. Инновации в сфере энергетики в Украине / Ю.В. Макогон // Збірник наукових праць УкрДГРІ. № 3/2016. – С 110–120
5. Курбанов Р.А. Структура энергетического сектора и вопросы международно-правового регулирования энергетики Североамериканских государств / Р.А. Курбанов // Международное право. — 2013. — № 4. — С.201–228.
6. Саприкін В. Стан та перспективи міжнародного співробітництва України в енергетичній сфері [Електронний ресурс] / В. Саприкін // Дзеркало тижня. – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/ECONOMICS/stan_ta_perspektivi_mi_zhnarodnogo_spivrobitnistva_ukrayini_v_energetichniy_sferi.html
7. Міжрегіональне співробітництво у системі нової регіональної політики України. Аналітична доповідь [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.niss.gov.ua/content/articles/files/Mezregion_spivr-1b211.pdf
8. Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua>
9. Україна в енергетичній сфері: стан та перспективи міжнародного співробітництва [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://nauka.kushnir.mk.ua/?p=54398>
10. 17 цілей сталого розвитку – відлік часу пішов [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://ecoclubua.com/2016/01/17-tsilej-staloho-rozvytku/>

ABSTRACT (IN UKRANIAN)

Мета. Аналіз міжрегіонального співробітництва і його ролі у забезпеченні енергетичної безпеки країн в умовах сталого розвитку.

Методика. Проведено аналіз використання альтернативних джерел енергії на сучасному етапі розвитку світового господарства, підтверджено низьку ефективність використання енергетичних ресурсів в українській економіці.

Результати. На прикладі країн північноамериканського регіону, доведено, що міжрегіональне співробітництво в енергетичній сфері дозволяє вирішити низку проблем, серед яких: проблема тарифного та нетарифного обмеження транскордонного товарообігу; проблема надмірного регулювання енергетичних ринків в державах; геополітичні чи природні обмеження.

Практична значимість. Визначено, що для активізації або подальшого розвитку міжрегіонального співробітництва України в енергетичній галузі необхідно чітко визначення існуючих проблем та окреслення можливих сфер ефективної співпраці.

Наукова новизна. Наголошено на необхідності реорганізації НАК “Нафтогаз України” у відповідності до Третього Енергетичного Пакету ЄС та створенні окремих підприємств щодо управління магістральними газопроводами та підземними сховищами України; співпраці в галузі модернізації інфраструктури паливно-енергетичного комплексу; створенні стійкого партнерства в енергетичній галузі з іншими країнами світу.

Ключові слова: енергетика, Україна, сталий розвиток, міжрегіональне співробітництво.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Анализ межрегионального сотрудничества и его роли в обеспечении энергетической безопасности стран в условиях устойчивого развития.

Методика. Проведен анализ использования альтернативных источников энергии на современном этапе развития мирового хозяйства, подтверждено низкую эффективность использования энергетических ресурсов в украинской экономике.

Результаты. На примере стран североамериканского региона, доказано, что межрегиональное сотрудничество в энергетической сфере позволяет решить ряд проблем, среди которых: проблема тарифного и нетарифного ограничения трансграничного товарооборота; проблема чрезмерного регулирования энергетических рынков в государствах; а также геополитические и природные ограничения.

Практическая значимость. Определено, что для активизации или дальнейшего развития межрегионального сотрудничества в энергетической отрасли необходимо четкое определение существующих проблем и определение возможных сфер эффективного сотрудничества.

Научная новизна. Отмечена необходимость реорганизации НАК “Нафтогаз Украины” в соответствии с Третьего Энергетического Пакета ЕС и создании отдельных предприятий по управлению магистральными газопроводами и подземными хранилищами Украины; сотрудничества в области модернизации инфраструктуры топливно–энергетического комплекса; создании устойчивого партнерства в энергетической сфере с другими странами мира.

Ключевые слова: энергетика, Украина, устойчивое развитие, межрегиональное сотрудничество.

ABOUT AUTHORS

Ю.В.Макогон д–р економ. наук, професор, заслужений діяч науки і техніки України, (Маріупольський державний університет)

Відповідальний автор: makogon1947@gmail.com



УДК 553.981.

GEOLOGICAL, TECHNOLOGICAL, ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL ASPECTS OF THE USE OF FRAKING TECHNOLOGY FOR THE SHALE GAS DEPOSIT DEVELOPMENT

V.S. Biletsky, M.I.Fyk*

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

*Corresponding author: biletsk@i.ua

ГЕОЛОГО–ТЕХНОЛОГІЧНІ, ЕКОНОМІЧНІ ТА ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА ДЛЯ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

В.С.Білецький, М.І.Фик*

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

*Відповідальний автор: biletsk@i.ua

ABSTRACT

Purpose. Consideration of the nature of the occurrence of catastrophic events in the mines of the Donetsk coal basin.

Methods. Geological Structural and tectonic analysis of the elastic–stressed state of the Folded Donbass.

Findings. The article discusses issues of the geological structure and physical condition of the Folded Donbass, as the basis for the optimal cutting of mine fields, mining safety, efficient mining of coal and associated methane gas.

Originality. Methods of unloading the array around the mine workings, taking into account the elastic–stress state of the Donbass and the parameters of the migration routes of combustible gases.

Practical implications. Methods are proposed for the possible elimination of sudden emissions of coal, rock and gas in the form of an avalanche–like destruction of the bottom–hole part of the coal (rock) massif and practical ways to improve the safety of mining operations.

Keywords: *folded Donbass, structural and tectonic analysis, catastrophic events, unloading of coal, rock and gas.*

ВСТУП

В останні десятиліття для інтенсифікації видобування флюїдів (нафти, природного газу) переважно з щільних пластів–колекторів, у світі активно впроваджується технологія гідравлічного розриву пласта (ГРП) або коротко «фрекінг» (від англ. *«fracking»*). Вона передбачає утворення штучних тріщин у продуктивному пласті шляхом поетапного закачування в нього під великим тиском спеціальної рідини – в основному води або вуглеводневої рідини із певним вмістом піску або іншого пропантану та речовин–загусників. Утворений в такий спосіб штучний поровий простір у продуктивному пласті суттєво підвищує його пропускну здатність і забезпечує інтенсифікацію

припливу пластових флюїдів у свердловину після закінчення процесу гідророзриву. Технологія ГРП лежить в основі видобування, зокрема, сланцевої нафти і газу [Luca Gandossita ін., 2015; Luca Gandossita ін., 2016;]. Станом на 2012 рік по всьому світу на нафтових і газових свердловинах на фрекінг–роботах задіяно 2,5 мільйона осіб, з них 1 млн – в США [King, George E., 2012]. За оцінкою департаменту енергетики США, обсяг «технічно видобувних» світових запасів сланцевого газу в 41 країні світу становить понад 200 трлн. м³[Щерба В. А., 2013]. В той же час, ресурси «традиційного» природного горючого газу світу, за оцінками, становлять 327–546 трлн м³ [Білецький В.С. та ін., 2004, 2007, 2013], що ілюструє значимість проблеми видобутку флюїду за технологією ГРП.

Найбільші успіхи з видобування сланцевого газу з використанням ГРП здобуто в США. Багато сланцевих гідрогазодинамічно–обмежених пластів, які раніше вважалися тільки масивами порід з газовими або рідкими включеннями вуглеводневих сумішей, тепер визнані продуктивними горизонтами–резервуарами з індивідуальними (здійсненими на практиці) режимами розробки. Вони містять великі обсяги природного газу та рідких вуглеводнів, які можна добувати, використовуючи горизонтальне, багатовибірне буріння і ГРП. Однак ресурси видобутих сланцевих вуглеводнів і економіка промислово–індустріального розвитку невизначені в їх спільному розгляді, і ці невизначеності вимагають імовірнісного рішення. Для оцінки технічно видобувних ресурсів використовується розподіл коефіцієнтів вилучення з пластів сланцевого газу і нафти. У роботі [Zhenzhen Dong et al., 2014] технічні запаси сланцевого газу оцінюються в діапазоні від 4000–24 000 Tcf. при кінцевому усередненому (по п'яти найпродуктивніших і розроблених площ сланцевого газу США) коефіцієнті вилучення 25%. Автори [Dong et al., 2012] представили розподіл усіх рішень і встановили розподіл ймовірностей видобутих обсягів сланцевого газу для 7 регіонів світу, які раніше оцінювались Рогнером [Rogner, Н.Н., 1997]. За оцінками в [Dong et al., 2012 і Rogner, Н.Н., 1997], світовий показник вмісту технічно–доступного газу в родовищах сланцевого газу (РСГ) становить в цілому 34 000–73 000 Tcf.

Результати робіт [Zhenzhen Dong et al., 2014, Dong et al., 2012 і Rogner, Н.Н., 1997] статистично підтверджують наявність значних технічно видобувних запасів сланцевого газу в усьому світі, досяжність високого рівня кінцевого вилучення ресурсів і можуть допомогти промисловості краще направляти свої зусилля з буріння і експлуатації для видобутку сланцевого газу.

Сланцевий газ в Україні

Тема «сланцевий газ в Україні» має декілька аспектів:

- геолого–географічний;
- історичний;
- техніко–економічний;
- екологічний.

Зупинимося на них докладніше.

Геолого–географічний аспект

Геолого–економічна доцільність усіх нетрадиційних ресурсів сланцевого газу полягає в створенні ефективної мережі гідравлічних тріщин, стимуляції руху флюїдів в цих породах з ультранизькою проникністю, яка знаходиться межах від 0,000001 до 0,00000001 мД [Eshkalak, М.О., Аубар, U. and Sepehrmoogi, K., 2014]. З іншого боку, повинна існувати величезна площа поверхні між матрицею сланців і створеними гідравлічними тріщинами (для того, щоб сланці пропускали та загалом віддавали значний потік газу). Під час ГРП, гідравлічними сопловими елементами утворюється серія поперечних тріщин до горизонтальної ділянки

вибою, багат шаровий масив розривається поперек нашарованої структури, що загалом зазвичай вирішує вищезазначену задачу. Після вдалих ГРП абсолютну проникність привибірної зони свердловини вдається збільшити від нано–Дарсі до мілі–Дарсі.

Велика частина сланцевої породи складається з органічної речовини, керогенних середовищ. Молекули метану природного газу адсорбуються на органічно багатих шарах (хоча, безперечно, вони також зберігаються в порових просторах і природних переломах). Для математичної оцінки десорбції сланцевого газу після логістично–матричного поєднання з вибоєм свердловини використовується емпірична модель адсорбції Ленгмюра, де видобуток визначається як функція тиску пори при постійній температурі. Для оцінки видобування з інших порових утворень та тріщин використовують балансні та енергетичні рівняння гідравліки для рідин, що мають відхилення від ідеальних (не можна застосовувати рівняння Дарсі). Стан капілярної рівноваги також не може бути визначеним для сланцевих порід за методиками традиційних нафтогазових резервуарів. В цілому, для визначення змін в геологічних 3Д–структурах та властивостей порід після ГРП використовують статистичні методи та метод нейронних мереж.

Аналіз показує, що найбільш перспективними на сланцевий газ в Україні є Юзівська площа (Східна Україна) та Олеська площа (Західна Україна). Додаткові його ресурси очікуються в Карпатах, Північному Криму і, можливо, на шельфі Чорного моря¹. За прогнозами амер. геолога С.–А. Кристофферсена ресурси сланцевого газу в Донецькому басейні складають від 0,357 до 51,8 трлн. куб. м. [Kristoffersen S.–A., 2010] Якщо прийняти, що добувні ресурси – це 20% загальних ресурсів², то Донецький басейн має потенціал добувних ресурсів 0,071 до 10,36 трлн. куб. м. Розрахунок за моделями компанії Petrohawk дає близький результат: загальні ресурси сланцевого газу в Донецькому регіоні (Юзівська площа) – від 1,4 до 57 трлн. куб. м, видобувні – від 0,28 до 11,4 трлн. куб. м.

Дані по ресурсах газу України наведені в дослідженні Управління енергетичної інформації США³. За станом на 1 січня 2013 р доведені ресурси традиційного природного газу України становлять 1,1 трлн. куб. м, ризиковані геологічні ресурси сланцевого газу – 16,2 трлн.куб. м, недоведені технічно видобувні ресурси сланцевого газу – 3,63

¹ Серед існуючих наукових джерел виділяється робота американського геолога, співробітника Baltic Energy PTY Ltd и UkraNova Ltd С.–А. Кристофферсена: Kristoffersen S.–A. *Gas Shale Potential in Ukraine. An Assessment of a Large Opportunity*. Bahrain: Lulu.com, 2010.

² Киселёва Н.Л. Сланцевый газ Украины: надежды, реальность, политика. ПРОСТРАНСТВО И ВРЕМЯ 2(16)/2014. С. 257-263.

³ US Energy Information Administration. "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States." *EIA Independent Statistics & Analysis*. U.S. Energy Information Administration, 10 June 2013. PDF-file. <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>.

трлн. куб. м, в тому числі в Дніпровсько–Донецькій западині – 2,15 трлн. куб. м.

Історичний аспект

За повідомленнями інформаційних інтернет-агентств, хронологія подій по сланцевому газу України така:

2006 р. Підписано договір між англо-голландською компанією Shell і ДК «Укргазвидобування» щодо двох проектів з пошуку і видобутку сланцевого газу.

2007 р. Ці ж дві компанії затверджують угоду про пошуки і видобуток сланцевого газу в Дніпровсько–Донецькій западині.

2010 р. Україна видає ліцензії на розвідку сланцевого газу компанії Shell і америк. компанії Exxon Mobil.

2011, вересень. Підписано угоду з компанією Shell про буріння на газ у Харківській області на шести ділянках загальною площею 1 300 км². Інвестиції в проект передбачені в обсязі 800 млн. дол.

2012, травень. Стали відомі переможці конкурсу по розробці Юзівської (Донецька область) і Олеської (Львівська область) газових площ. Ними стали компанії Shell і Exxon Mobil, відповідно. Було заявлено, що промисловий видобуток на цих ділянках може початися в 2018–2019 рр.

2012, жовтень. Компанія Shell почала буріння пошукової свердловини Біляївська–400 поблизу села Веселе Первомайського району Харківської області.

2013р., Січень. У Давосі (Швейцарія) за участю президента України між компаніями англо-голландської Shell і українською «Надра Юзівська» підписано угоду про розподіл продукції від видобутку сланцевого газу на Юзівській ділянці в Харківській і Донецькій областях.

2013 р. листопад. Американська компанія Chevron починає роботи на Олеській ділянці (Львівська та Івано–Франківська області). Початок буріння першої свердловини очікувалося в липні 2014 р.

2014 р. 1 квітня. На свердловині Біляївська – 400 на глибині понад 5 000 м проведений гідророзрив пласта і отримані перші кубометри газу щільних пісковиків України. Про дебіти газу не повідомляється.

2014 р. 13 травня. Сепаратистський рух «Юго–Восток» прийняв офіційну резолюцію про суверенітет і організацію державного управління донецької та луганської народних республік. В оприлюдненій «Дорожній карті незалежності» окремим пунктом 3.9 значиться: «Заборона на видобуток сланцевого газу». [Киселева Н.Л., 2014]

У березні 2014 р. Shell і найбільша українська газовидобувна держкомпанія «Укргазвидобування» в рамках договору про спільну діяльність завершили буріння другої розвідувальної свердловини Ново–Мечибилівська–100 в Близнюківському районі Харківської області.

У 2014 році, з початком збройного конфлікту на Південному Сході України, компанія Chevron

вийшла з проекту з видобутку сланцевого газу.⁴ Chevron остаточно закрила своє представництво у 2015 році.

У березні 2015 року компанії «Shell» та «Укргазвидобування» повідомили про намір припинити дію договору про спільну діяльність, який передбачає пошук, розвідку та видобуток вуглеводнів на території Харківської області. Зокрема, йдеться про закриття свердловин «Біляївська–400» і «Ново–Мечибилівська–100». Причиною цього є те, що у процесі пошуково–розвідувального етапу робіт було встановлено, що подальша робота не є економічно доцільною.⁵

У жовтні 2015 року «Надра Юзівська» оголосила конкурс на залучення нового інвестора для реалізації проекту. Директор цього підприємства Віктор Назаркевич повідомив ЗМІ, що до участі в конкурсі в кінцевому результаті допустили «три міжнародні нафтогазові компанії». 27–го липня 2016 року стало відомо, що перемогу в конкурсі здобула нідерландська «Yuzgaz B.V.» (далі «Юзгаз»), бо «запропонувала найбільш привабливу програму георозвідувальних робіт на ділянці».⁶

Нині видобуток сланцевого газу в Україні повністю зупинений. Експерти пояснюють це кількома причинами, серед яких конфлікт на Донбасі, цінова кон'юнктура на вуглеводневих ринках. Відновити видобуток планують з 2020 року.⁷

Техніко–економічний аспект (міжнародний та вітчизняний досвід)

Природний газ зберігається в підземних резервуарах родовищ сланцевого газу у вигляді:

- адсорбованого газу, приєднаного до органічної речовини;
- вільного газу в порах матриці, мікропорах і природних тріщинах;
- розчиненого газу в рідинах, таких як бітум, нафта, вуглеводневий конденсат або маслянисті суспензії.

Крім відмінності природи (фізики) утримання вуглеводневих газів в специфічно–сформованих геологічних умовах [Zhenzhen Dong et al., 2014; Dong et al., 2012], газоносні чорні сланці, вугілля і

⁴ Chevron отказался от сланцевого газа в Украине, Портал новостей LB.ua http://economics.lb.ua/business/2014/12/15/289315_chevron_otkazalsya_a_slantsevogo_gaza.html

⁵ Shell ліквідує дві газові свердловини на Харківщині // Українська правда. — 12.03.2015. <http://www.pravda.com.ua/news/2015/03/12/7061235/>

⁶ голландська компанія з українським корінням вирішила видобувати сланцевий газ в Україні після відмови Shell <https://espresso.tv/article/2016/08/03/yuzgaz>

⁷ Сланцевий газ в Україні: видобуток не у найближчій перспективі. <https://www.dw.com/uk/%D1%81%D0%BB%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B5%D0%B2%D0%B8%D0%B9-%D0%B3%D0%B0%D0%B7-%D0%B2-%D1%83%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%96-%D0%B2%D0%B8%D0%B4%D0%BE%D0%B1%D1%83%D1%82%D0%BE%D0%BA-%D0%BD%D0%B5-%D1%83-%D0%BD%D0%B0%D0%B9%D0%B1%D0%BB%D0%B8%D0%B6%D1%87%D1%96%D0%B9-%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%81%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D1%96/a-19100100>

алевролітові піщано-глинисті щільні породи (геологічні формації на глибинах 500–5500 м.) [Rogner, H.H., 1997; Камалов Назар та ін., 2010] значно різняться за механічними і фізико-хімічними властивостями в фактичних термобаричних умовах [Суярко В.Г., 2012]. До такого різноманіття технічних умов розробки родовищ сланцевого газу (РСГ) необхідно додати важливий техніко-економічний параметр калорійності природних газів сланцевих порід, який приблизно в два рази нижче калорійності природного газу традиційних нафтогазових колекторів [Камалов Назар та ін., 2010]. Тому, щоб інтенсифікувати видобування природного сланцевого газу із різних утримуючих порід напрацьовано лише універсальну технологію ГРП з хімічними модифікаціями інжекційних рідин. Інші індивідуальні технології для різних порід за структурою, складом, віком та умовами осадо накопичення до цього часу не доведено до промислового випробовування. Виключеннями є хімічне розчинення та вибухово-водневі методи, які, однак, в Україні в останні 10 років не використовувались.

З 1998 по 2012 рік десятками наукових груп проведено дослідження показників питомої продуктивності однієї свердловини РСГ США⁸. Діапазон добового видобутку 2–3–6–7–10 Mcf / d, щомісячної – (0,7–0,8–1–1,2–1,2)10⁴ Mcf / m, річний – 0,6–1–2– 3–3,5 Vcf / y (середні показники після 10 років від початку експлуатації і безперервного вдосконалення технології видобування сланцевого газу п'яти родовищ сланцевого газу). Цифри відрізняються, але спільно-оброблені усереднені показники надають уточнену контрольну цифру.

Основні техніко-економічні показники розробки нафтогазових родовищ визначаються вартістю (калорійністю), запасами та собівартістю видобувного ресурсу, а також реальним питомим видобутком кожної свердловини, тенденціями річного видобутку [Mykhailo Kutia, 2016]. Добовий видобуток [Eshkalak, M.O., 2014; Liang Wang, 2015] виявився в два рази менший ніж видобуток на родовищах із щільними пісковиками, а калорійність газу також об'єктивно в два рази менша [Камалов Назар, Фик Михайло, 2010]. На традиційних колекторах із підвищеною щільністю та низькою проникністю також використовується ГРП. Таким чином, стало можливим порівняти два різних типи родовищ в однакових умовах інтенсифікації та експлуатації. Результат – техніко-економічні показники родовищ сланцевого газу при використанні традиційних заходів ГРП в чотири рази гірші в порівнянні з газоконденсатними родовищами із щільними пісковиками (за показниками рентабельності та терміну окупності).

⁸ Hayden and Pursell, 2005; Grieser et al., 2008; Bruner and Smosna, 2010; Chong et al., 2010; Montgomery et al., 2005; Jarvie et al., 2004; Kuuskraa et. al., 1998; Powell, 2010; Kennedy, 2010; Rhine et al., 2011; Edwards et al., 2011; Janwadkar et al., 2010; Benedetto, 2010; Berman, 2008; Abou-sayed et al., 2011; Billa et al., 2011

Фактичні свідчення економічних подій в Україні:

1. За укладеними угодами про розподіл продукції між українською стороною та компаніями Shell і Chevron з передбачуваних 20 млрд. куб. м щорічного обсягу видобутку 13 млрд. куб. м (65%) відходить до компаній Shell і Chevron в якості компенсації витрат на розвідку та видобуток. Ще частина йде інвесторам. Україна для розподілу залишається всього 5 млрд. куб. м. При цьому необхідно мати на увазі, що дебіт (величина припливу) свердловин на сланцевий газ падає дуже швидко⁹. Тому українська сторона навряд чи зможе скористатися сланцевим газом вже пробурених свердловин після компенсації витрат буровим компаніям і інвесторам.

2. Комерційний директор британської ЖКХ Oil & Gas, яка є материнською структурою "Полтавської газонафтової компанії", Пилип Воробйов на прес-конференції у Києві 2 березня 2016 р. зазначив, що **вартість буріння свердловин для видобутку сланцевого газу в Техасі (США) складає 3,5 мільйона доларів, а в Україні – 15 мільйонів.**

Екологічний аспект

1. У нафтогазовій галузі немає прикладів такого потужного впливу на надра, як при видобутку сланцевого газу. Досить зазначити, що для видобутку 1 т цього газу потрібно закачати в пласт не менше 100 кг піску і 2 т води. Технологія видобутку газу полягає в бурінні свердловин з горизонтальною ділянкою стовбура довжиною до 1 200 м і багатоступінчастим ГРП. У міру виснаження припливу ГРП неодноразово повторюється. Для перших операцій ГРП було потрібно приблизно 1000 т води і 100 т піску. В даний час в горизонтальних свердловинах вартістю \$ 2,6–3 млн для однієї операції ГРП необхідно близько 4 000 т води і 200 т піску. В середньому, протягом року на кожній свердловині проводиться три ГРП¹⁰.

2. Застосування технології ГРП, за багатьма дослідженнями і оцінками експертів, несе екологічні ризики. Так дослідження Європейського Парламенту «Вплив видобування сланцевого газу та сланцевої нафти на довкілля та здоров'я людей» показало що 58 з 260 застосовуваних в процесі ГРП речовин мають одну або кілька небезпечних властивостей [European Parliament's Committee on Environment. 2011]. У тому числі, 6 з них відносяться до списку речовин найвищої небезпеки, згідно з класифікацією Європейської Комісії, 38 класифікуються як

⁹ Probabilistic Assessment of World Recoverable Shale Gas Resources. Zhenzhen Dong, Schlumberger, Stephen A. Holditch, Duane A. McVay, Walter B. Ayers, Texas A&M University, W. John Lee, University of Houston, Enrique Morales, SGS Horizon. Copyright 2014, Society of Petroleum Engineers. This paper was prepared for presentation at the SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition held Vienna, Austria, 25–27 February 2014.

¹⁰ Shale Gas: Great Expectations, Modest Plans/Сланцевий газ: большие надежды и скромные планы. Andrei Korzhubaev, Alexander Khurshudov/Андрей Коржубаев, Александр Хуршудов // Oil&GasEURASIA. 12 /1 December 2010 / January 2011.

небезпечні токсини, 8 речовин класифікуються як відомі канцерогени, 7 класифікуються як мутагенні, 5 – як такі, що впливають на репродуктивні процеси.

3. У висновках іншого дослідження «Хімічні речовини, що використовуються в гідравлічному для гідророзриву» Комітету Палати представників США з енергетики і торгівлі, виконаному у 2011 р., зазначено, по-перше, що цей аналіз є найбільш комплексною національною оцінкою типів і обсягів хімічних речовин, які використовуються в процесі гідравлічного розриву пласта; по-друге, що в 2005–2009 роках 14 провідних в галузі ГРП компаній в Сполучених Штатах використовувалося понад 2500 продуктів (реагентів) гідророзриву, що містять 750 сполук і понад 650 з них містили хімікати, які відомі або є можливими канцерогенами людини, або внесені до списку небезпечних забруднювачів повітря [United States House Committee on Energy and Commerce, 2011].

4. Екологічні ризики ГРП обумовлені, головним чином, імовірністю землетрусів, а також проникнення застосовуваних в цій технології хімічних речовин у водоносні горизонти і вище – аж до поверхні землі. Детальні дослідження [Robert J. та ін., 2015] показали, що землетруси можуть бути в окремих випадках спричинені ГРП, але цей ефект не є поширеним, і магнітуда землетрусів невелика – порядку 2–3 за шкалою Ріхтера.

5. Причини міграції хімічних речовин ГРП у гірському масиві називають різні, зокрема, виникнення землетрусів з малою магнітудою, що спричинені бурінням свердловин і проведенням ГРП (за даними [Щерба В. А., 2013] спостерігаються тисячі мікроземлетрусів), природна і новоутворена тріщинуватість гірських порід, капілярне всмоктування [Daniel T. та ін., 2015] тощо. **При цьому підкреслюється вирішальний вплив характеристик геологічного середовища на явище висхідної міграції, оцінюються її швидкість і часові рамки від місця ГРП через корінні породи до неглибоких водоносних шарів. Т.Майерс [Myers, T., 2012] припустив, що така міграція може статися менш ніж за 10 років. У роботі [Samuel A., 2014] часові рамки такої міграції оцінені в понад 100 років. Наявність гідравлічного зв'язку між чорними сланцями і неглибокими водоносними шарами констатують також Rozell і Reaven [Rozell, D.J., and S.J. Reaven. 2012], Warner та ін.. [Warner, N.R. та ін., 2012].**

6. Автори [Samuel A., 2014] дослідили фактори, які контролюють міграцію рідини на глибині. Зокрема, вони розглянули висхідну міграцію рідин ГРП і сольових розчинів у чорних сланцях США в залежності від проникності вище-залеглих шарів порід та головних градієнтів, так як саме ці змінні, на їх переконання, детермінують напрям і величину вертикальних міграційних потоків рідин при ГРП. Наголошується на значно більшій (на порядок) горизонтальній міграції в порівнянні з вертикальною міграцією. Показано багатофакторність процесу міграції рідкої фази, на яку впливають, зокрема, розподіл зерен за розмірами, напруження в пласті,

ступінь його насичення флюїдами, цементацийні процеси. Ці фактори часто спричиняють зниження проникності пласта–колектора на кілька порядків. Багатофазність рідин (наприклад, нафта, природний газ, і вода) в пористих середовищах теж суттєво знижує проникність. Переважання дрібнозернистих порід (сланці, алевроліти і аргіліти) і шарувата структура осадових басейнів обмежує вертикальну проникність корінних порід вище чорних сланців.

7. Особливої уваги заслуговують емпіричні дослідження вертикального зростання тріщини при виконанні стимуляції ГРП. Дослідження для умов сланців родовищ США (Барнетт, Eagle Ford, Марцелл, Woodford і Niobrara) виконані Фішером та ін. [Fisher, K., and N. Warpinski. 2011] фіксують максимальну висоту зростання тріщини (верхньої межі руйнування) під час кожної записаної стимуляції ГРП, як правило, близько 100 м від місця прикладення тиску гідророзриву. При цьому ГРП реалізувався на глибинах 1500–2500 м. В різних басейнах висота тріщин дещо варіює, що, очевидно, залежить від геологічної ситуації, а максимальна зафіксована висота тріщини трохи більше 500 м [Davies, R.J. та ін., 2012]. Зауважимо, що досліджувалася висота «первинної тріщини» – безпосередньо після ГРП. Її розвиток не простежувався.

8. Ще одним важливим аспектом розвитку порового простору після ГРП є поширення тиску по тріщинах. Встановлено, що крім мережі тріщин (тобто, тільки за межами поверхні тріщини або в крайніх межах поширення тріщини), зміна пластового тиску залежить від властивостей порід і флюїдів, які контролюють поширення тиску. Природні позитивні градієнти тиску (що є обов'язковою умовою руху флюїду знизу–вгору) мають місце внаслідок топографічних факторів або реліктового надлишкового тиску на глибині [Samuel A., 2014].

9. Водночас, слід констатувати брак дослідження умов руйнування гірського масиву ГРП та проблеми пост–ефектів розвитку пористого простору при гідравлічному розриві пласта. У наведених дослідженнях відсутній теоретичний аналіз процесу руйнування гірських порід при ГРП, можливостей моніторингу його кінетики, еволюції та прогнозу наслідків практичного застосування технології ГРП. Динаміка розвитку тріщинуватості у гірському масиві після ГРП практично недосліджена. Одним з можливих механізмів такого «саморозвитку» тріщинуватості гірських порід в присутності рідин є, як відомо, прояв ефекту Ребіндера [Andrade, E. N. D. C.; Randall, R. F. Y., 1949; Malkin, A. I., 2012; Ю.В.Горюнов та ін., 1966]. Ступінь прояву ефекту Ребіндера і його роль в міграції впровадженої рідини залежить від природи геоматеріалу.

10. Виконаний теоретичний аналіз пост–ефектів технології ГРП видобутку сланцевої нафти і газу показав наявність потенційно загрозливих чинників, які потребують подальшого дослідження [V.Biletskyi, L. Horobets, M. Fyk, A.–S. Mohammed, 2018]:

– розвитку зон тріщиноутворення з наростаючим утворенням фрагментів, окремоостей, тонких частинок, активованих по тракту буріння свердловин та ГРП;

– систематичної сейсмічної активності розроблюваних пластів в результаті взаємодії вогнищ тріщиноутворення (з урахуванням принципу концентраційного укрупнення тріщин, релаксації напружень, зростання акустичної активності, авторезонансу, саморуйнування–диспергування, виходу газів і пилу);

– заповнення зон тріщиноутворення і тонкодисперсного активованого геоматеріалу хімічними речовинами з отруєнням органічних пластів землі і водоносних горизонтів; темпоральна оцінка розвитку пористого простору (по пласту і перпендикулярно його простягання) за рахунок ефекту Ребіндера.

11. Не дивлячись на велику кількість теоретичних досліджень розвитку тріщин та гідродинамічного зв'язку між продуктивними горизонтами сланцевого газу та питних або цінних пластових вод на базі сучасного математичного моделювання, висновки провідних вчених містять рекомендації більш детального вивчення емпіричного матеріалу на діючих родовищах сланцевого газу [Liang Wang, 2015].

ВИСНОВКИ

1. Розглянуто геолого–технологічні аспекти використання технології гідророзриву пласта для розробки родовищ сланцевого газу. Аналіз показує, що за показниками рентабельності та терміну окупності техніко–економічні показники родовищ сланцевого газу при використанні традиційних заходів ГРП в чотири рази гірші в порівнянні з газоконденсатними родовищами із щільними пісковиками.

2. Виконаний огляд і аналіз теоретичної експертної оцінки пост–ефектів технології ГРП видобутку сланцевої нафти і газу показав наявність потенційно загрозливих екологічних чинників, які потребують подальшого дослідження.

3. Хронологічно простежено процес розвідки і оцінки перспектив видобування сланцевого газу на прикладі України (Одеська та Юзівська площі). Нині роботи по сланцевому газу в Україні повністю зупинені. Експерти пояснюють це кількома причинами, серед яких конфлікт на Донбасі, цінова кон'юнктура на вуглеводневих ринках. Відновити розвідку і видобуток планують з 2020 року.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Luca Gandossi, Von Estorff, Ulrik (2015). [An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production – Update 2015](https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/overview-hydraulic-fracturing-and-other-formation-stimulation-technologies-shale-gas-0) (PDF). Електронний ресурс. [Режим доступу]: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/overview-hydraulic-fracturing-and-other-formation-stimulation-technologies-shale-gas-0>

2. Luca Gandossi, Ulrik Von Estorff. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production/Scientific and Technical Research Reports/ Joint Research Centre of the European Commission; Publications Office of the European Union. doi:10.2790/379646. ISBN 978–92–79–53894–0. ISSN 1831–9424. Retrieved 31 May 2016.

3. King, George E (2012), Hydraulic fracturing. Електронний ресурс. [Режим доступу]: http://www.kgs.ku.edu/PRS/Fracturing/Frac_Paper_SPE_152596.pdf

4. Щербя В. А. Экологические проблемы «сланцевой революции» // Журнал Социально–экологические технологии. Выпуск № 2 / 2013. С. 120–125.

5. Мала гірнича енциклопедія. тт. I, II, III (за редакцією В. С. Білецького). — Донецьк: Донбас, 2004, 2007. — 640 с., 652 с. Донецьк: Східний видавничий дім, 2013. — 644 с.

6. Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. European Parliament's Committee on Environment. 2011. – 88 p. Електронний ресурс. [Режим доступу]: <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201107/20110715ATT24183/20110715ATT24183EN.pdf>

7. CHEMICALS USED IN HYDRAULIC FRACTURING // United States House Committee on Energy and Commerce. April 2011. 30 p. Електронний ресурс. [Режим доступу]: <https://web.archive.org/web/20131004213846/http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic-Fracturing-Chemicals-2011-4-18.pdf>

8. Robert J. Skoumal, Michael R. Brudzinski, and Brian S. Currie. Earthquakes Induced by Hydraulic Fracturing in Poland Township, Ohio. // Bulletin of the Seismological Society of America February 2015 vol. 105 no. 1. P. 189–197.

9. Daniel T. Birdsell, Harihar Rajaram, David Dempsey, Hari S. Viswanathan. Hydraulic fracturing fluid migration in the subsurface: A review and expanded modeling results. // Water Resources Research. Volume 51, Issue 9 September 2015. Pages 7159–7188. DOI: 10.1002/2015WR017810

10. Myers, T. 2012. Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers. Ground Water 50, no. 6: 872–882. DOI:10.1111/j.1745–6584.2012.00933.x.

11. Samuel A. Flewelling, Manu Sharma. Constraints on Upward Migration of Hydraulic Fracturing Fluid and Brine // Groundwater. Volume 52, Issue 1 January/February 2014. Pages 9–19. DOI: 10.1111/gwat.12095

12. Rozell, D.J., and S.J. Reaven. 2012. Water pollution risk associated with natural gas extraction from the Marcellus Shale. Risk Analysis 32, no. 8: 1382–1393. DOI:10.1111/j.1539–6924.2011.01757.x.

13. Warner, N.R., R.B. Jackson, T.H. Darrah, S.G. Osborn, A. Down, K. Zhao, A. White, and A. Vengosh. 2012. Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. Proceedings of the

National Academy of Sciences USA 109, no. 30: 11961–11966.

14. Fisher, K., and N. Warpinski. 2011. Hydraulic fracture–height growth: Real data. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 145949, October 30–November 2, 2011, Denver, Colorado.

15. Davies, R.J., S. Mathias, J. Moss, S. Hustoft, and L. Newport. 2012. Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology* 37, no. 1: 1–6.

16. Andrade, E. N. D. C.; Randall, R. F. Y. (1949). "The Reh binder Effect". *Nature*. 164 (4183): 1127. Bibcode:1949Natur.164.1127A. doi:10.1038/1641127a0.

17. Malkin, A. I. (2012). "Regularities and mechanisms of the Reh binder's effect". *Colloid Journal*. 74 (2): 223–238. doi:10.1134/S1061933X12020068.

18. Киселёва Н.Л. Сланцевый газ Украины: надежды, реальность, политика. *ПРОСТРАНСТВО И ВРЕМЯ* 2(16)/2014. С. 257–263.

19. Kristoffersen S.–A. Gas Shale Potential in Ukraine. An Assessment of a Large Opportunity. Bahrain: Lulu.com, 2010.

20. Горюнов Ю.В., Перцов Н.В., Сумм Б.Д. Эффект Ребиндера. – Москва: Изд–во «Наука», 1966. – 127 с.

21. V.Biletskyi, L. Horobets, M. Fyk, A.–S. Mohammed. THEORETICAL BACKGROUND OF ROCK FAILURE AT HYDRAULIC SEAM FRACTURE AND AFTEREFFECT ANALYSIS V. // *Mining of Mineral Deposits*. Volume 12 (2018), Issue 3, pp. 45–55.

22. Zhenzhen Dong et al.(2014) Probabilistic Assessment of World Recoverable Shale Gas Resources, SPE 167768.

23. Dong et al. (2012). Global Unconventional Gas Resource Assessment. *SPE Econ & Mgmt* 4 (4): 222–234. SPE–148365–PA.

24. Rogner, H.H. (1997). An Assessment of World Hydrocarbon Resource. *Annual Review of Energy and the Environment* 22: 217–262.

25. Камалов Назар, Фик Михайло, Сергій Кривуля. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов природного газа в свете современных технологий. // *Збірник праць УкрНДГаз*, м. Харків, 2010.

26. Суярко В.Г., Фик М.І, Барановська Н.Ю. Геологічні особливості розробки сланцевого газу Дніпровсько–Донецької складчастої споруди. // *Вісник ХНУ ім. Каразіна В.Н.*, 1033, 2012 с.54–58.

27. IMPROVEMENT OF TECHNOLOGICAL–MATHEMATICAL MODEL FOR THE MEDIUM–TERM PREDICTION OF THE WORK OF A GAS CONDENSATE FIELD Mykhailo Kutia, Mykhailo Fyk, Oleg Kravchenko, Stefan Palis, Ilya Fyk/ *Eastern–European Journal of Enterprise Technologies* 5 (8 (83)), 40–48 /ISSN (print) 1729–3774, ISSN (on–line) 1729–4061 Vol 5, No 8 (83) (2016) DOI: <http://dx.doi.org/10.15587/1729–4061.2016.80073>

28. Eshkalak, M.O., Aybar, U. and Sepehmoori, K. (2014) An Economic Evaluation on the Re–Fracturing Treatment of the US Shale Gas Resources. *SPE Eastern Regional Meeting*, Charleston, 21–23 October 2014, SPE–171009–MS.

29. Liang Wang, Armando Torres, Li Xiang, Xu Fei, Akhona Naido, Wensi Wu (2015) A Technical Review on Shale Gas Production and Unconventional Reservoirs Modeling. *Natural Resources*, 6, 141–151.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. У статті комплексно розглянуто геолого–технологічні, економічні та екологічні аспекти використання технології гідророзриву пласта (ГРП) для розробки родовищ сланцевого газу.

Методика. Геологічний структурно–тектонічний аналіз пружно–напруженого стану складчастого Донбасу.

Результати. Аналіз показує, що за показниками рентабельності та терміну окупності техніко–економічні показники родовищ сланцевого газу при використанні традиційних заходів ГРП в чотири рази гірші в порівнянні з газоконденсатними родовищами із щільними пісковиками.

Практична значимість. Експертна оцінка пост–ефектів технології ГРП при видобутку сланцевої нафти і газу показав наявність потенційно загрозливих екологічних чинників, які потребують подальшого дослідження.

Наукова новизна. Подано хронологію процесу розвідки і оцінки перспектив видобування сланцевого газу в Україні (Одеська та Юзівська площі).

Ключові слова: сланцевий газ, геолого–технологічні аспекти, економічні та екологічні аспекти, гідравлічний розрив пласта, родовище сланцевого газу.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. В статье комплексно рассмотрены геолого–технологические, экономические и экологические аспекты использования технологии гидроразрыва пласта (ГРП) для разработки месторождений сланцевого газа.

Методика. Геологический структурно–тектонический анализ упруго–напряженного состояния складчатого Донбасса

Результаты. Анализ показывает, что по показателям рентабельности и срока окупаемости технико–экономические показатели месторождений сланцевого газа при использовании традиционных мероприятий

ГРП в чотири рази хуже в порівнянні з газоконденсатними родовищами з щільними пісками.
Практична значимість. Експертна оцінка пост-ефектів технології ГРП при видобутку сланцевої нафти і газу показала наявність потенційно небезпечних екологічних факторів, які потребують подальшого дослідження.

Наукова новизна. Представлено хронологію процесу розвідки і оцінки перспектив видобутку сланцевого газу в Україні (Олеська і Юзовська площі).

Ключові слова: сланцевий газ, геолого-технологічні аспекти, економічні і екологічні аспекти, гідролітичний розрив пласта, родовище сланцевого газу.

ABOUT AUTHORS

В.Білецький, д.т.н., професор, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна.

М.І.Фик, к.т.н., доцент, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна



УДК 622.248.5

NEW EQUIPMENT TO CREATE A BASE AT THE MOUTH OF A GUSHING

I.M.Fyk¹, D.V.Rymchuk*¹, T.O.Shkolnikova¹, S.V.Tsubylko²

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

²SK «Region» * e-mail: Anastasia.kushch@ukr.net

НОВЕ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ СТВОРЕННЯ БАЗИ НА ГИРЛІ ФОНТАНУЮЧОЇ СВЕРДЛОВИНИ

I.M.Фик¹, Д.В.Римчук¹, Т.О.Школьнікова¹, С.В.Цибулько²

¹Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

²СК «Регіон»

ABSTRACT

Purpose. The article is devoted to the creation of new effective equipment for the elimination of open gas and oil fountains. In connection with the development of oil and gas deposits lying at depths of 5–7 thousand meters, in which reservoir pressures are 70 MPa or more, there is a problem of creating appropriate equipment for the elimination of gas and oil fountains.

Methods. Literature review of known technical solutions, physical modeling, testing of equipment for tightness and strength.

Findings. the article is to inform specialists of the oil and gas industry of new equipment, in particular, the flange base at the mouth of the gushing well, developed by specialists of Kharkiv region.

Originality. Ways of further improvement of the equipment for creation of base on the mouth of the gushing well are planned.

Practical implications. Created detachable and non-detachable column flanges at a working pressure of 70 MPa, which are recommended for use in equipment elimination of gas and oil fountains.

Keywords: *one-piece column flange, detachable column flange, base, mouth, open fountain, shut-off valves, column binding, production column.*

Постановка проблеми. В процесі проведення робіт з ліквідування відкритого газового або нафтового фонтану на буровій свердловині, внаслідок падіння бурової вежі, ротора, лебідки на гирло руйнуються колонна обв'язка, противикидне обладнання. І після розчленування та розтягування пошкодженого обладнання із землі виступають лише неушкоджені обсадні колони, до яких, в подальшому кріпиться обладнання для створення бази, на котру наводиться нова запірної арматура.

При ліквідуванні відкритих фонтанів на експлуатаційних свердловинах для створення компактного вертикального струменя проводиться відстрілювання за допомогою артилерійських систем, або відрізання

водо-піщаною сумішшю чи лазером хрестовини трубної головки фонтанної арматури нижче бокових відведень. При цьому на гирлі залишається нижній фланець хрестовини трубної головки фонтанної арматури, котрий захищає від пошкодження верхній фланець колонної обв'язки – базу для наведення нової запірної арматури. Далі демонтується цей фланець разом з верхнім ущільнювачем колонної обв'язки, а пакер нижнього ущільнювача стає негерметичним через зняття з нього деформуючих зусиль. У такому випадку при наведенні на гирло фонтануючої свердловини нової запірної арматури і її закритті флюїд із експлуатаційної колони потрапить у міжколонний простір між експлуатаційною та

технічною колонами, що може в подальшому привести до руйнування всіх обсадних колон та виникнення грифонів. А цього допустити не можна.

Сьогодні для нарощування об'ємів видобутку нафти та газу буряться глибокі та надглибокі свердловини з аномально високими пластовими тисками. Для зменшення шкідливого впливу на навколишнє середовище роботи з ліквідування відкритих фонтанів на свердловинах, у фонтанному струмені яких містяться токсичні гази, проводяться при палаючому струмені. За таких умов підвищується рівень вимог до обладнання для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини. Це обладнання повинно бути герметичним при тиску 70 МПа і вище, запобігати потраплянню флюїду в між колонний простір, монтуватися на гирлі свердловини окремим вузлом або наводитися у складі противикидного обладнання за допомогою гідронатягувачів з вертикальним ходом або шарнірних.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У вітчизняній практиці [1, 2] для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини при відсутності колонної обв'язки використовуються фланці роз'ємні типу ФР, а за наявності – фланці роз'ємні на експлуатаційну колону типу ФРЕК, ущільнювачі яких мають форму прямокутного трикутника в перетині. Але це обладнання не відповідає рівню сучасних вимог, а саме:

- максимальний робочий тиск для такого обладнання складає лише 35 МПа;
- ущільнювач не захищений від прямої дії фонтануючого струменя при наведенні противикидного обладнання;
- фланці типу ФР і ФРЕК не можуть наводитися на гирло фонтануючої свердловини у складі противикидного обладнання та дистанційно закріплюватися і герметизуватись після наведення.

Фланець ФР – 245x35, змонтований на гирлі фонтануючої свердловини № 324 Карачаганакського газоконденсатного родовища (Казахстан) показаний на Рис.1. Фланець ФРЕК – 168x35, змонтований на гирлі фонтануючої свердловини № 102 Олишівського підземного сховища газу показаний на Рис.2.



Рис. 1. Монтаж фланця ФР– 245x35 на гирлі свердловини № 324 Карачаганакського ГКР



Рис. 2. Монтаж фланця ФРЕК–168x35 на гирлі свердловини № 102 Олишівського ПСГ

У країнах пострадянського простору для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини при відсутності колонної обв'язки використовуються фланці роз'ємні типу ФР [3, 4, 5, 6, 7]. Фланці роз'ємні типу ФРЕК відсутні на оснащених спеціалізованих рятувальних підрозділів, що виконують ліквідацію відкритих газових та нафтових фонтанів. При наведенні запірної арматури на розгерметизовану колону обв'язку використовується більш складна технологія подальших робіт з ліквідації фонтану, що включає в себе спуск труб у свердловину під тиском. Для наведення за допомогою гідронатягувачів в комплекті із запірною арматурою як база використовується само ущільнювальна клинова головка ГСК. Однак, клинова головка ГСК має ряд недоліків: її робочий тиск складає лише 21 МПа, недостатня площа контактної поверхні клинів головки з колоною, на яку вона встановлюється.

Американські спеціалісти для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини використовують елементи колонної обв'язки фірми Cameron [9, 10], а саме однофланцевий корпус колонної головки ГК–1, нижню частину якого приварюють до технічної колони, а міжколонний простір між експлуатаційною та технічною колонами герметизують за допомогою розрізного гумового ущільнення, що є складовою частиною клинкової підвіски – трубоутримувача. Але і ця технологія має ряд суттєвих недоліків. Перший – зусилля, що виникає після закриття запірної арматури передається тільки на зварний шов, тому що клини підвіски не заклинені між експлуатаційною колоною і корпусом колонної головки. Другий – недостатня надійність вузла герметизації, так як із двох елементів вузла герметизації колонної обв'язки використаний тільки один – нижній.

Мета і задачі досліджень. Метою статті є інформування спеціалістів нафтогазової галузі про нове обладнання для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини, розроблене спеціалістами Харківщини.

Основна задача дослідження – окреслити шляхи подальшого удосконалення обладнання для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини та розробки нових технологій ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів.

Виклад основного матеріалу. Для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини при відсутності колонної обв'язки розроблено два види фланців: фланець колонний нероз'ємний гідроприводний типу ФКНГ та фланець колонної обв'язки роз'ємний типу ФРЦ. Для герметизації гирла свердловини після наведення запірної арматури при наявності негерметичної колонної обв'язки сконструйовано фланець роз'ємний для обсадних колон типу ФРОК.

Фланець колонний нероз'ємний гідроприводний типу ФКНГ.

Фланці колонні нероз'ємні гідроприводні типу ФКНГ [11] сконструйовані для всіх типорозмірів обсадних труб, що використовуються при бурінні свердловин. Позначаються фланці колонні нероз'ємні гідроприводні типу ФКНГ наступним чином: ФКНГ – 168х70, де Ф – фланець; К – колонний; Н – нероз'ємний; Г – гідропроводний; 168 – діаметр колони, мм; 70 – робочий тиск, МПа. Фланці типу ФКНГ наводяться на гирло фонтануючої свердловини в комплекті з противикидним обладнанням за допомогою гідронатягувача з вертикальним ходом.

Фланець типу ФКНГ (рис.3) складається із порожнистого розточеного циліндричного корпусу 1, всередині котрого розташовані вузол герметизації 2, верхній поршень 3 із торцевими проточками, який разом із корпусом 1 утворює верхню нагнітальну камеру 4 і нижню нагнітальну камеру 5. Верхній поршень 3 приєднано болтами 6 до кільцевої втулки 7 із елементами фіксації 8, які виконано у вигляді радіально розташованих зубчастих клинів. Зовнішня клинова поверхня вузла фіксації 8 має відповідний кут нахилу до внутрішньої поверхні нижнього поршня 9 із торцевими проточками, який разом із корпусом 1 утворює верхню нагнітальну камеру 10 і нижню нагнітальну камеру 11. У нижню частину корпусу 1 на різьбі встановлено напрямлення 12. У корпусі 1 відповідно до верхньої нагнітальної камери 4 та нижньої нагнітальної камери 5 верхнього поршня 3 виконані наскрізні отвори, у які із зовнішнього боку корпусу 1 за допомогою різьби під'єднано ніпельний штуцер 13 та ніпельний штуцер 14, а також відповідно до верхньої нагнітальної камери 10 та нижньої нагнітальної камери 11 нижнього поршня 9 виконані наскрізні отвори, у які з зовнішнього боку корпусу 1 за допомогою різьби під'єднано ніпельний штуцер 15 та ніпельний штуцер 16. Для обмеження ходу поршнів всередині корпусу розташовані втулки 17 і 18.

Фланець ФКНГ працює наступним чином. Після приєднання до нього запірної арматури 19 кріпиться на гідралічний натягувач з вертикальним ходом і разом з ним встановлюється на гирлі фонтануючої свердловини і наводиться на обсадну трубу, через яку фонтанує свердловина. Направлення 12 забезпечує внутрішню порожнину пристрою під час проходження обсадної труби. Пристрій опускається вниз до упору обсадної колони у внутрішню поверхню корпусу 1. Крізь ніпельний штуцер 14 у нижню нагнітальну камеру 5 нагні-

тається робоча рідина, під дією якої відбувається переміщення вгору верхнього поршня 3. Під дією останнього відбувається герметизування корпусу 1 відносно обсадної труби шляхом стиснення елементів вузла герметизації 2. Рухаючись вгору, верхній поршень 3 переміщує кільцеву втулку 7 і приєднані до нього болтами 6 елементи вузла фіксації 8. Крізь ніпельний штуцер 16 у нижню нагнітальну камеру 11 нагнітається робоча рідина, під дією якої відбувається переміщення вгору нижнього поршня 9 і фіксація пристрою на обсадній трубі розклинням елементів вузла фіксації 8. Для демонтажу або у разі необхідності переустановлення пристрою стравлюється тиск із нижніх нагнітальних камер 5, 11 крізь ніпельні штуцери 14, 16 та нагнітається робоча рідина крізь ніпельний штуцер 15 у верхню нагнітальну камеру 10 і крізь ніпельний штуцер 13 у верхню 15 нагнітальну камеру 4, що приводить у рух нижній поршень 9 і верхній поршень 3 у нижнє положення і подальшу розгерметизацію та від'єднання пристрою відносно обсадної труби.

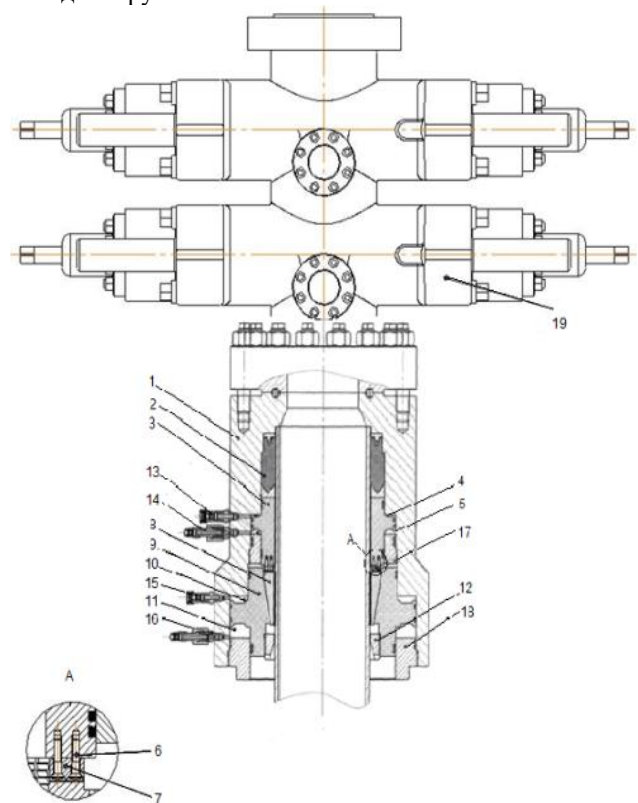


Рис. 3. Фланець колонний нероз'ємний гідропривідний ФКНГ – 168х70

Фланець колонний роз'ємний типу ФРЦ

Фланець колонний роз'ємний типу ФРЦ призначений для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини при відсутності колонної обв'язки. Позначаються фланці колонні роз'ємні типу ФРЦ наступним чином ФРЦ – 168х70, де Ф – фланець, Р – роз'ємний, Ц – перша буква прізвища конструктора Цибулько С.В., 168 – діаметр колони, мм, 70 – робочий тиск, МПа.

Розроблена технічна документація фланців ФРЦ під усі типорозміри обсадних колон, котрі використовуються при будівництві свердловин. Всі фланці цього типу аналогічні за конструкцією. Розглянемо будову фланців роз'ємних типу ФРЦ на прикладі фланця ФРЦ – 168х70. Цей фланець складається (рис. 4) із самого фланця роз'ємного 1, корпусу ущільнювача 10, ущільнення 2, натискної котушки КН 280х70 – 180х70 3, хомута монтажного 9, хомута страхувального 4, стяжних гвинтів 12.

Фланець роз'ємний 1 складається двох симетричних напівкорпусів, що мають розточки, у які вставляються сухарі. Котушка натискна КН 280х70 – 180х70 може використовуватись у комплекті з фланцями ФРЦ – 146х70 і ФРЦ – 140х70. Для цього необхідно у котушці встановити відповідну натискну втулку 8.

Перед установленням фланця на гирло свердловини потрібно підготувати експлуатаційну колону та робоче місце на дні шахти. Підготовлена експлуатаційна колона повинна відповідати наступним вимогам: не мати відхилень зовнішнього діаметра від номінального, виступати над дном шахти на висоту 900 мм, не мати слідів деформацій, механічних пошкоджень, корозії. Верхній торець колони повинен мати зовнішню фаску 6х45°. Направлення, кондуктор і технічні колони відрізаються по дну шахти. Робоча площадка на дні шахти повинна мати тверде покриття та розміри 2,8х2,8 м.

До установлення на гирло свердловини фланець повинен бути випробуваний у комплекті з запірною арматурою на герметичність рідиною на робочий тиск.

Монтаж фланця здійснюється у наступній послідовності. На експлуатаційну колону встановлюється монтажний хомут 9. Місце встановлення монтажного хомута вибирається із такого розрахунку, щоб після монтажу фланця на гирлі свердловини експлуатаційна колона виступала над ним на 100 ± 10 мм. На монтажний стіл встановлюються два напівкорпуси фланця 1 і з'єднуються між собою. На визначеній висоті на експлуатаційній колоні монтується хомут страхувальний 4. За допомогою двох стяжних гвинтів 12 фланець 1 з'єднується з хомутом страхувальним 4. На фланець 1 встановлюється корпус ущільнювача 10, у середину котрого укладається розрізане ущільнення 2. Корпус ущільнювача за допомогою спеціального пристрою 11 кріпиться до фланця 1. У фланець 1 вкручуються чотири напрямні шпильки 5, які забезпечують точне центрування обладнання, що наводиться, відносно гирлового. Котушка натискна 3 наводиться на гирло свердловини разом із запірною арматурою. Наведення запірної арматури на фланець ФРЦ може здійснюватися як за допомогою канатної оснастки так і за допомогою гідронатягувачів як шарнірного так і з вертикальним ходом.

На рис.5 показані фрагменти стендових випробувань фланця ФРЦ – 168х70.

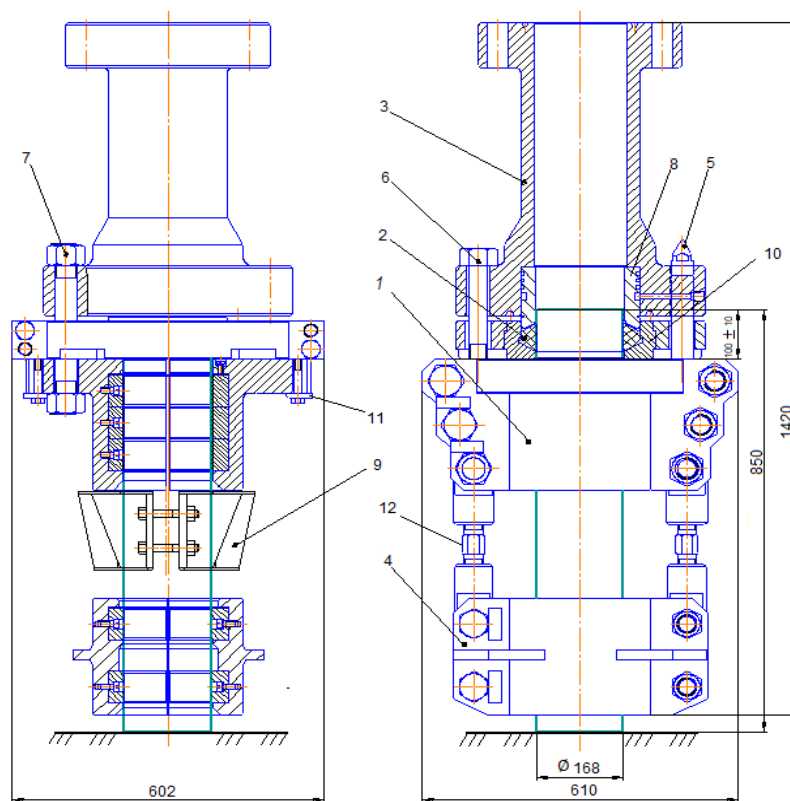


Рис. 4. Фланець роз'ємний ФРЦ – 168х70

- 1 – фланець роз'ємний; 2 – ущільнення; 3 – котушка натискна; 4 – хомут страхувальний; 5 – шпилька напрямна; 6 – болт; 7 – шпилька з двома гайками; 8 – втулка натискна; 9 – хомут монтажний; 10 – корпус ущільнювача; 11 – кріплення корпусу ущільнювача; 12 – стяжний гвинт

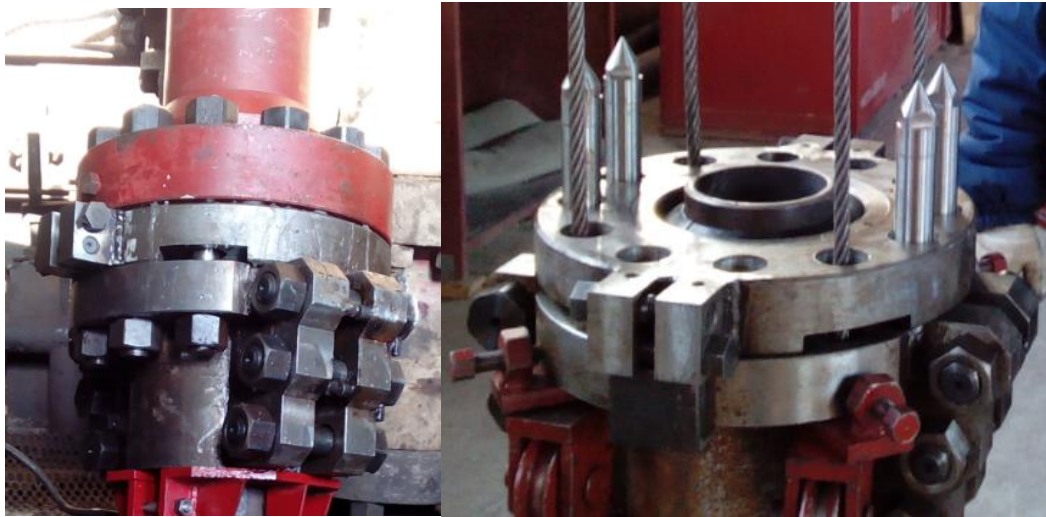


Рис. 5. Стендові випробування фланця ФРЦ – 168х70

а) випробування на герметичність; б) наведення запірної арматури за допомогою канатної оснастки

Фланець роз'ємний для обсадних колон типу ФРОК

Фланець роз'ємний для обсадних колон типу ФРОК призначений для герметизації гирла свердловини після наведення запірної арматури при наявності колонної обв'язки.

Розроблені фланці роз'ємні типу ФРОК на всі типорозміри обсадних колон і на різні робочі тиски.

Розглянемо будову та порядок монтажу фланців типу ФРОК на прикладі фланця роз'ємного ФРОК – 168х70. Позначення ФРОК – 168х70 розшифровується наступним чином: Ф – фланець; Р – роз'ємний; ОК – обсадна колона; 168 – діаметр колони, мм; 70 – робочий тиск, МПа.

Фланець складається (рис. 6) з корпусу 1, розрізного сидла 2, ущільнення 10, напрямних шпильок 5 і 6, натискної котушки 8, вузлів фіксації 4. Корпус 1 складається із двох симетричних напівкорпусів.

Монтаж фланця на гирлі фонтануючої свердловини здійснюється в наступному порядку. Корпус 1 встановлюється на колону обв'язку 9. Після встановлювання на колону обв'язку два напівкорпуси фланця за допомогою болтів 3 з'єднуються в одне ціле. У розточку корпусу встановлюються змінне розрізне сидло 2, та ущільнення 10. За допомогою вузлів фіксації 4 та гайок до корпусу фланця і колонної обв'язки кріпляться центральні шпильки 5 і 6. Натискна котушка 8 наводиться на гирло фонтануючої свердловини разом із запірною арматурою.

Змінюючи натискну втулку 7 у натискній котушці 8, сидло 2 та ущільнення 10 на базі ФРОК – 168х70 утворюється ФРОК – 140х70 або ФРОК – 146х70.

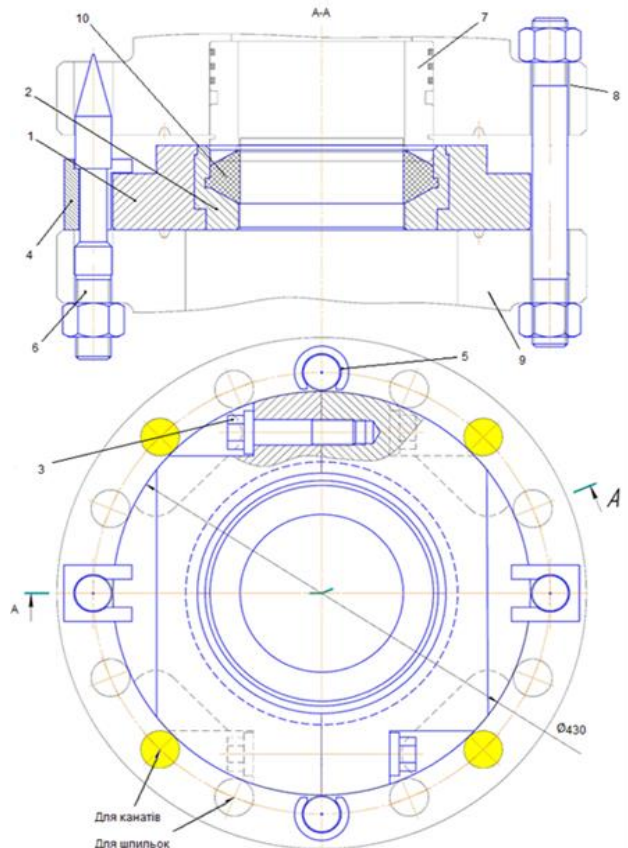


Рис. 6. Фланець роз'ємний ФРОК – 168х70

При відкритому фонтануванні через експлуатаційну колону інколи виникають незначні витіки флюїду через міжколонний простір між експлуатаційною та технічними колонами. А у деяких випадках пропуски флюїду через міжколонний простір виникають після герметизації гирла свердловини коли перекрите фонтанування через експлуатаційну колону.

Для успішного та безпечно проведення робіт на таких свердловинах необхідно розробити фланець-герметизатор, котрий установлювався б на технічну колону та мав два вузла герметизації. Перший вузол – для забезпечення герметичності між фланцем та технічною колоною, а другий – для забезпечення герметичності між експлуатаційною та технічною колонами. Робочий тиск фланця герметизатора повинен бути 70 МПа.

ВИСНОВКИ

1. Розроблене обладнання для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини рекомендується до використання при проведенні робіт з ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів.

2. Подальшим пріоритетним напрямком розвитку нового обладнання для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини вважати розроблення фланця-герметизатора із двома вузлами герметизації. Перший вузол – для забезпечення герметичності між фланцем та технічною колоною, другий – для забезпечення герметичності між експлуатаційною та технічною колонами. Робочий тиск фланця-герметизатора повинен бути 70 МПа.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Радковский В.Р. Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов [текст] /

Радковский В.Р., Рымчук Д.В., Ленкевич Ю.Е., Блохин О.А. – М.: Недра. – 1996.

2. Пат. 72641 UA, МКІ Е21В33/03. Пристрій для герметизації гирла свердловини / Вайсберг Г.Л., Римчук Д.В., Ленкевич Ю.С.; Заявл. 27.02.2003; опубл. 15.03.2005; Бюл. № 3.

3. Сайт Южно-Российской противofонтанной части URL: <http://urpvh.ru/> (дата звернення 20.08.19)

4. Игrevский В.Н. Предупреждение и ликвидация нефтяных и газовых фонтанов. [текст]/ Игrevский В.Н., Мангушев К.Н. – М.: Недра. – 1974.

5. Малеванский В.Д. Гидродинамические расчеты режимов глушения фонтанов в нефтяных и газовых скважинах. [текст]/ Малеванский В.Д., Шеберетов Е.В. – М.: Недра. – 1990.

6. Логанов Ю.Д. Открытые фонтаны и борьба с ними. [текст]/ Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. – М.: Недра. – 1991.

7. Башарин Ю.Н. Предупреждение и ликвидация флюидопроявлений и открытых фонтанов при строительстве, эксплуатации, ремонте нефтяных и газовых скважин. – Гомель: ЧУП ЦНТУ « Развитие». – 2007.

8. Окончание операции по глушению открытых фонтанов в Кувейте. *Экспресс-информ. Нефтепромысловое дело. 1993. Вып. 1. С. 33 – 40.*

9. Kuwait on Fire – 25 year anniversary.

URL: <http://www.safetyboss.com/2016/01/11/kuwait-on-fire-25-year-anniversary/> (дата звернення 20.08.19)

10. History of Halliburton.

URL: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/production-solutions/history-of-halliburton.page> (дата звернення 20.08.19)

11. Пат. 115185 UA, МПК Е21В33/00. Пристрій для ліквідування відкритих газових та нафтових фонтанів /Коцаба В.І., Римчук Д.В., Місінюв А.О., Куцай О.Г., Розенфельд І.М., Василенко С.В.; Заявл. 19.09.2016; опубл. 10.04.2017; Бюл. № 7.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Стаття присвячена створенню нового ефективного обладнання для ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів. У зв'язку з освоєнням покладів нафти і газу, що залягають на глибинах 5–7 тис. м, для яких пластові тиски складають 70 МПа і більше, постає проблема створення відповідного обладнання для ліквідації газових і нафтових фонтанів.

Методика. Літературний огляд відомих технічних рішень, фізичне моделювання, випробування обладнання на герметичність і міцність.

Результати. Стаття інформує спеціалістів нафтогазової галузі про нове обладнання, зокрема, фланцевої бази на гирлі фонтануючої свердловини, розроблене спеціалістами Харківщини.

Практична значимість. Створено роз'ємні і нероз'ємні колонні фланці на робочий тиск 70 МПа, які рекомендуються для використання в обладнанні ліквідації газових і нафтових фонтанів.

Наукова новизна. Окреслені шляхи подальшого удосконалення обладнання для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини.

Ключові слова: фланець колонний нероз'ємний, фланець колонний роз'ємний, база, гирло, відкритий фонтан, запірна арматура, колонна обв'язка, експлуатаційна колона.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Статья посвящена созданию нового эффективного оборудования для ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. В связи с освоением залежей нефти и газа, залегающих на глубинах 5–7 тыс. м, в которых пластовые давления составляют 70 МПа и более, возникает проблема создания соответствующего оборудования для ликвидации газовых и нефтяных фонтанов.

Методика. Литературный обзор известных технических решений, физическое моделирование, испытание оборудования на герметичность и прочность.

Результаты. Статья информирует специалистов нефтегазовой отрасли о новом оборудовании, в частности, фланцевой базы на устье фонтанирующей скважины, разработанном специалистами Харьковщины.

Практическая значимость. Созданы разъемные и неразъемные колонные фланцы на рабочее давление 70 МПа, которые рекомендуются для использования в оборудовании ликвидации газовых и нефтяных фонтанов.

Научная новизна. Намечены пути дальнейшего совершенствования оборудования для создания базы на устье фонтанирующей скважины.

Ключевые слова: фланец колонный неразъемный, фланец колонный разъемный, база, устье, открытый фонтан, запорная арматура, колонная обвязка, эксплуатационная колонна.

ABOUT AUTHORS

І.М.Фик, д.т.н., професор, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

Д.В.Римчук*, к.т.н., доцент, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

Т.О.Школьнікова, к.т.н., доцент, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

С.В.Цибулько, інженер, провідний конструктор СК «Регіон»

* e-mail: Anastasia.kushch@ukr.net



УДК 62–93

COMPARISON OF EFFICIENCY OF PETROLEUM MACHINES AT THEIR PURCHASE

M.Ya.Buchinskiy¹, A.M.Buchinskiy²

¹ TOV «Еxpertnaftogas»

² Poltava National Technical University

ПОРІВНЯННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ НАФТОГАЗОВИХ МАШИН ПРИ ЇХ ПРИДБАННІ

М.Я.Бучинський¹, А.М.Бучинський²

¹ТОВ «Експертнафтогаз»

² Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ABSTRACT

Purpose. Consideration of the mechanism of complex evaluation of technical and economic indicators of machines at the stage of their acquisition.

Methods. Upgrading of fixed assets of expensive technological oil and gas equipment with a long period of operation requires careful comparative evaluation of different models of equipment and reasonable selection of more efficient ones.

Findings. The principles of estimation of efficiency of machines on cost of a life cycle are offered in the work.

Originality. Ways of further improvement of the equipment for creation of base on the mouth of the gushing well are planned.

Practical implications. The application of the proposed makes it possible to predict the quantitative assessment of the efficiency of the machine and to conclude on the feasibility and effectiveness of the purchase of a particular machine.

Keywords: machine, life cycle cost, efficiency.

Актуальність питання

Рано чи пізно настає момент придбання нової машини. Кожному хочеться, щоб вона принесла максимум вигоди, але критерії які використовують при цьому доволі часто бувають дуже односторонні: в одному випадку вибирають високу надійність, в іншому – виключно низьку ціну придбання, ще в інших керуються значним терміном експлуатації чи високою технологічністю. І часто виникає спокуса придбати суттєво дешевше обладнання, нехтуючи його технічними показниками. Хоча відомо, що вигреш від більшої довговічності значно перевищує зниження економічного ефекту від подорожчання машини. Тому, як загальне правило, економічний ефект в найбільшій мірі залежить від корисної

віддачі і довговічності машини, і саме ці фактори повинні бути в центрі уваги при виборі машин.

Особливо актуальне це питання в сучасній нафтогазовій галузі, де активно проводиться оновлення основних фондів. Зокрема, при придбанні, необхідно піддавати детальній оцінці такі види енергоємних і дорогих технологічних машин та їх комплексів з тривалим періодом експлуатації, як: мобільні установки для буріння та капітального ремонту свердловин, силове обладнання та системи верхнього приводу бурових установок, насосні блоки бурових установок, газомотокомпресори, мобільні насосні та компресорні агрегати, колтюбінгові та сваїнгові установки і т.ін.

Сьогодні, в світовій економіці, рішення з придбання дорогих машин приймаються не тільки за критерієм початкової ціни, а враховують всю

вартість її життєвого циклу (LCC – Life Cycle Cost) [1]. Цей критерій дозволяє ефективно оцінювати і контролювати реальні витрати та управляти ними на етапах від придбання до утилізації машини. Досвід показує, що дуже часто вартість володіння машиною в рази перевищує вартість її придбання.

Дж.Тейлором [2] запропонована формула для визначення мінімуму дисконтованих витрат за одиницю виконаної машиною роботи за термін її експлуатації. Модель такої задачі має наступний вигляд

$$c = (S_0 - S_n + \sum_{i=1}^n U_i) / \sum_{i=1}^n W_i \rightarrow \min \quad (1)$$

де S_0 – вартість нової машини;

S_n – залишкова вартість машини після n років експлуатації;

U_i – експлуатаційні витрати, включаючи ремонт в i -му році;

W_i – напрацювання машини в i -му році.

Ця формула поєднує в собі економічні показники (вартість життєвого циклу LCC у чисельнику) які приведені до технічних (одиниці виконаної роботи у знаменнику), що дає можливість комплексної оцінки техніко-економічних показників машин.

Отримання математичної залежності оцінки ефективності

На етапі придбання нової машини ми порівнюємо дві або більше аналогічні моделі, що розглядаються як можлива купівля, в тому числі порівнюємо їх із тими, що вже знаходяться в нашій експлуатації (за наявності таких). Одну з моделей визначаємо базовою, наприклад ту, що на перший погляд найбільш цікава для придбання, або ж ту що вже експлуатуємо. Інші моделі надалі називаємо моделями порівняння.

На жаль, у переважній більшості випадків відсутні абсолютні та точні значення величин, зазначених в формулі (1), що дало б змогу визначити абсолютне шукане значення.

Розглянемо кожну складову формули, зокрема, з точки зору можливості отримання достовірних чисельних значень та їх використання при порівняльній оцінці машин. При цьому використовуємо не тільки абсолютні величини, а й відносні, що дає можливість коректно виконати порівняльну оцінку отримуючи певний відносний показник техніко-економічної ефективності базової моделі та моделі порівняння. Період який розглядається рівний терміну корисної служби виробу.

Отже, S_0 – вартість нової машини: абсолютна величина, що в першу чергу відома при продажі/покупці обладнання. S_n – залишкова вартість машини після n років експлуатації. Може бути подана у вигляді $S_n = S_0 \cdot f_s(t)$. Визначається з умов на ринку пропозицій бувших у вжитку машин та обладнання. Також може бути прогнозована з власного досвіду або за результатами експертної оцінки.

$\sum_{i=1}^n U_i$ – накопичені експлуатаційні витрати, за період експлуатації, $\sum_{i=1}^n U_i = f_U(t)$.

Ця величина може бути отримана:

- від компанії виробника у вигляді прогнозних значень LCC, що нині часто практикується;

- за даними досвіду експлуатації аналогічних машин з внесенням корегувань в бік збільшення / зменшення виходячи з власного досвіду чи експертних оцінок;

- використовуючи результати багатьох досліджень різних авторів у вигляді емпіричних залежностей.

$\sum_{i=1}^n W_i$ – напрацювання машин за період експлуатації.

Напрацювання обладнання найкраще може бути опосередковано і коректно виражено коефіцієнтом готовності, який є одним з головних показників роботи машини, і в той же час є комплексним показником її надійності. Він відображає такі властивості машини, як ремонтпридатність, безвідмовність та довговічність.

Коефіцієнт готовності визначається як відношення часу справної роботи до суми часу справної роботи і часу вимушених простоїв об'єкта, взятих за один і той же календарний термін. Ці дані можуть бути отримані:

- за даними досвіду експлуатації аналогічного обладнання з внесенням корегувань в бік збільшення / зменшення виходячи з власного досвіду чи експертних оцінок;

- використовуючи дані багатьох досліджень, як правило у вигляді емпіричних формул $k_r = f_k(t)$.

- керуючись загальновідомими залежностями для споріднених видів обладнання з їх корегуванням до наших умов.

Разом з цим вважаємо, що напрацювання машин не в повній мірі відображає технічні показники обладнання. Тому, окрім цього, слід врахувати його продуктивність, яка може характеризуватись технічним рівнем обладнання $k_{тр} = const$. Для базової моделі приймають $k_{тр} = 1$, а для моделей порівняння менше/більше одиниці, що відповідає меншому чи вищому технічному рівню виробу. Приймається з власного досвіду та/або за експертними оцінками. Відповідно

$$\sum_{i=1}^n W_i \equiv k_{тр} k_{тр} = k_{тр} f_k(t).$$

В результаті формула (1) набуває наступного загального вигляду

$$c = (S_0 - S_0 f_s(t) + f_U(t)) / k_{тр} \cdot f_k(t). \quad (2)$$

Виконання порівняльної оцінки ефективності моделей

Отримавши залежності для двох чи більше порівнюваних аналогічних моделей машин ми зможемо бачити, що значення c при $t > 0$ буде різне, як і інтенсивність зростання функції (рис.1).

Відповідно при сумішній графічній побудові функцій ми спостерігатимемо два випадки:

- коли графіки функцій не перетинаються за період раціонального терміну корисної служби;
- графіки функції перетинаються, тобто інтенсивність зростання однієї з функцій на початковому періоді експлуатації менша, ніж у другої, але з часом стає значно вищою. При цьому така зміна

інтенсивності зростання функцій спричиняє їх перетин.

Якщо в першому випадку безумовно більш ефективною буде машина з нижчими значеннями функції, то другий випадок, який трапляється в переважаючій більшості, підлягає додатковому аналізу. Розглянемо більш детально другий випадок.

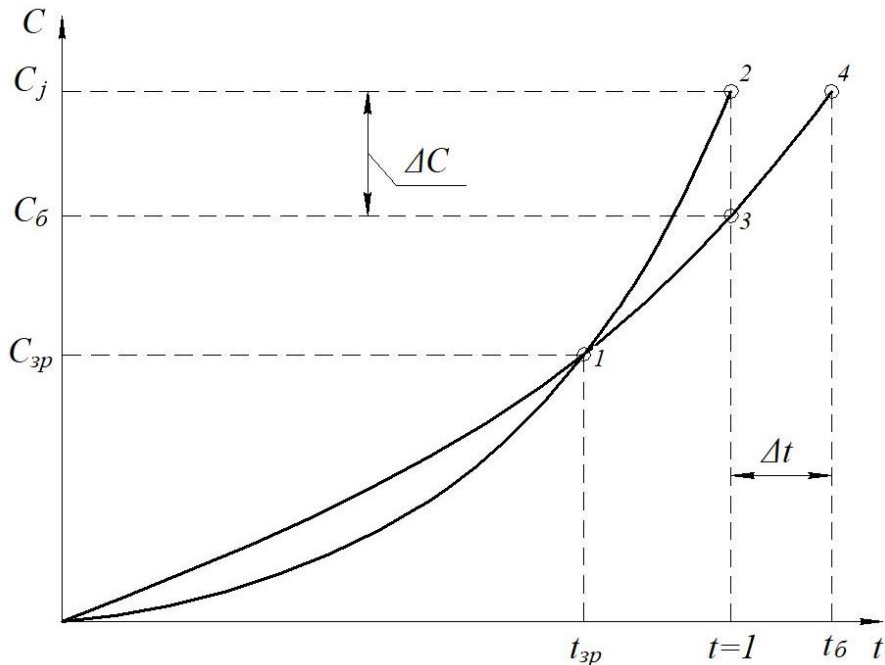


Рис. 1 – Залежності накоплених витрат двох порівнюваних моделей техніки за час її експлуатації

Характерними точками сумішених графічних залежностей є такі (рис.1):

- точка 1 – момент зрівноваження $t_{зр}$ накоплених витрат $C_{зр}$ при експлуатації машин;
- точки 2 та 3 – значення накоплених витрат C_j і $C_б$ за розглядуваний планований період експлуатації $t = 0 \dots 1$ для моделей порівняння;
- точка 4 – момент $t_б$ досягнення однією з моделей величини накоплених витрат іншою моделлю за планований період $t = 0 \dots 1$.

Керуючись значеннями характерних точок, отримуємо такі величини порівняння:

1. Момент зрівноваження дисконтованих (накопичених) витрат $t_{зр}$ для двох моделей порівняння. Момент, коли модель, що була більш ефективною до цього часу, стає менш ефективною в порівнянні з другою моделлю.

2. Різниця накопичених витрат $\Delta C = C_j - C_б$ за період експлуатації $t = 0 \dots 1$ двох порівнюваних моделей. Характеризує, наскільки більші/менші витрати може понести власник тієї чи іншої машини за період її експлуатації.

3. Тривалість експлуатації машини понад планований період $\Delta t = t_б - 1$ за умови досягнення нею рівності накоплених витрат з машиною порівняння C_j . Характеризує на скільки часу більше можна експлуатувати одну машину порівняно з іншою при однакових накопичених витратах. При цьому виконати більший обсяг робіт і отримати додаткову фінансову вигоду.

ВИСНОВКИ

Зазначені показники дають достатню порівняльну оцінку економічної ефективності експлуатації машин. На їх основі робиться висновок про доцільність та ефективність придбання того чи іншого аналогу машини. При цьому враховуються коротко- та довгострокові перспективи проекту, для виконання якого здійснюється придбання машини.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. B.S.Dhillon. Life Cycle Costing for Engineers. CRC Press. NewYork. 2010. 204 p.
2. Teylor J.S. A statistical theory of depreciation. The Journal of the American statistical Association. December, 1923. p.1010–1023.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність проблеми. Оновлення основних фондів дорогого технологічного нафтогазового обладнання з тривалим періодом експлуатації потребує ретельної порівняльної оцінки різних моделей обладнання та обґрунтованого вибору більш ефективної.

Мета. Розгляд механізму комплексної оцінки техніко–економічних показників машин на етапі їх придбання.

Результати. У роботі запропоновано принципи оцінки ефективності машин за вартістю життєвого циклу.

Наукова цінність розробки. Обґрунтовано математичну залежність оцінки ефективності машин. Розроблено алгоритм виконання порівняльної оцінки ефективності моделей машин.

Практичне значення. Застосування запропонованого методу дає можливість спрогнозувати кількісну оцінку ефективності машини та зробити висновок про доцільність та ефективність придбання того чи іншого аналогу машини.

Ключові слова: машина, вартість життєвого циклу, ефективність.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Актуальность проблемы. Обновления основных фондов дорогостоящего технологического нефтегазового оборудования с длительным периодом эксплуатации требует тщательной сравнительной оценки различных моделей оборудования и обоснованного выбора более эффективной.

Цель. Рассмотрение механизма комплексной оценки технико–экономических показателей машин на этапе их приобретения.

Результаты. В работе предложены принципы оценки эффективности машин по стоимости жизненного цикла.

Научная ценность разработки. Обоснована математическая зависимость оценки эффективности машин. Разработан алгоритм выполнения сравнительной оценки эффективности моделей машин.

Практическое значение. Применение предложенного метода дает возможность прогнозировать количественную оценку эффективности машины и сделать вывод о целесообразности и эффективности приобретения того или иного аналога машины.

Ключевые слова: машина, стоимость жизненного цикла, эффективность.

ABOUT AUTHORS

М.Я.Бучинський головний інженер ТОВ «Експертнафтогаз», кандидат технічних наук, mbuchynskiy@ukr.net

А.М.Бучинський студент Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», abuchynskiy@ukr.net



УДК 549.61

ІСТОРІЯ СТАНОВЛЕННЯ ВІТЧИЗНЯНОЇ ЦИРКОНІЄВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

Л.Шпильовий¹, В.Білецький²

¹ ТОВ "Азов-Мінеральна техніка", Донське, Україна

² Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

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

HISTORY OF FORMATION OF DOMESTIC ZIRCONIUM INDUSTRY

L. Shpylovyi¹, V. Biletskyi²

¹ LLC "Azov-Mineraltehnika", Donske, Ukraine

² National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine

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

ABSTRACT

The relevance of the problem. The article is devoted to the history of the formation of the domestic zirconium industry. Zirconium is a rare metal widely used in various industries. The main industrial mineral – the carrier of zirconium – is zircon – zirconium silicate with impurities of hafnium. Zircon ores are processed into zirconium ferroalloys, metallic zirconium, zirconium dioxide, and other chemical compounds of zirconium.

Goal. To trace and bring into scientific circulation the main events, facts, technical and technological solutions that determined the development of the zirconium industry in Ukraine in the first half of the twentieth century ..

Methods and equipment. Literature review, attraction of archival materials, description of the technique and technology of primary processing of zirconium ores at the Mazurovsky deposit in Ukraine.

Results. A series of events is traced that reveal technological and technological progress in the development of mining and beneficiation of zirconium ores at the Mazurovsky deposit in Ukraine.

Scientific value of the development: a circuit diagram of the apparatus of the primary processing plant of zirconium ores at the Mazurovsky deposit is presented. The operational parameters, the sequence of operations and technological devices are described

Practical value. It is shown that the Mariupol zircon deposit became the first raw material base of the domestic zirconium industry. The development of the deposit accelerated the development of the country's zirconium industry, helped to identify and expand the scope of zirconium and its compounds in the national economy

Key words: domestic zirconium industry, history, engineering and technology of zircon ore dressing, engineering and technology of zircon ore dressing.

Постановка проблеми та стан її дослідження. Цирконій – рідкісний метал, широке застосування якого у різних галузях промисловості розпочалося в ХХ столітті. Основним промисловим мінералом – носієм цирконію, – є циркон – силікат цирконію з домішками гафнію. Цирконові руди переробляються на цирконієві феросплави, металічний цирконій,

діоксид цирконію, та інші хімічні сполуки цирконію. Значне застосування циркон одержав у виробництві вогнетривів та емалі. Особливого значення цей мінерал набув для військової промисловості: ще під час першої світової війни сталь німецьких гармат була легована цирконієм. Унікальні властивості цирконій надавав броньовим сталям. Широко використовувався він у запальних сумішах, так як

при згоранні розвивав високу температуру [1]. Та найважливішого значення цирконій набув з розвитком атомної промисловості, де став незамінним при виробництві твєлів.

У Радянському Союзі цирконій залишався практично неосвоєним металом рідкіснометалевої промисловості до кінця 1930-х років минулого століття. Подальше відставання у використанні цирконію було недопустиме. Техніка, що розвивалася, вже не задовольнялася традиційними матеріалами, та вимагала високоякісних сталей, кислотостійких вогнетривів та інших нових матеріалів.

Історія цирконієвої промисловості України, та й Радянського Союзу взагалі досліджена слабо [1–12].

Мета цієї роботи – простеження і введення у науковий обіг основних подій, фактів, технічних та технологічних рішень, які визначили розвиток цирконієвої промисловості на теренах України.

Виклад основного матеріалу. Вітчизняна історія видобутку цирконію розпочалася з відкриття покладів циркону в Приазов'ї, поблизу села Стрітенка, Волноваського району.

Ще у 1832 році гірничий інженер О. Б. Іваницький знайшов у Приазов'ї на відрозі степової річки Кальчик, вихід щільної породи крем'янистих сланців з жовтувато-бурим мінералом "октаедричної форми" [5]. У зв'язку з великою схожістю з мінералом цирконом, який вперше був описаний московським мінералогом О.Ауєрбахом, назвали "новий" мінерал ауєрбахітом. З цим ім'ям він існував до 1897 року, коли академік Єремєєв П.В. провів детальне дослідження мінералу та прийшов до висновку, що за всіма своїми властивостями він повністю тотожний циркону [6].

До кінця XIX століття вивчення району знахідки носило епізодичний характер та обмежувалося описом мінералів. Місцевість ця неодноразово відвідувалася відомими геологами І.Ф.Леваковським, Клеммом, О.В.Гуровим, С.О.Конткевичем, М.О.Соколовим та іншими.

З 1897 року розпочався другий етап геологічного вивчення району знахідки циркону поблизу Стрітенки. У цей час геологами Єремєєвим П.В., Морозевичем Ю.А., Гінзбергом О.С., Айнбергом Л.Ф., Лучицьким В.І., Куплетським В.М., Лебедевим П.І. була складена регіональна геологічна карта, проведено петрографічне вивчення гірських порід, вивчена мінералогія району[3].

Польський дослідник надр Юзеф Августинович Морозевич в 1897–1909 роках вивчав гірські породи Приазов'я і, зокрема, в районі Маріуполя, та виділив серед нефелінових сієнітів по балках Валі-Тарама та Мазуровій їх різновид – цирконвмісну породу, яку назвав маріуполітом [7].

Швидкий розвиток промисловості Радянського Союзу у 1930-і роки минулого сторіччя, прагнення керівництва країни нарощувати військову міць держави вимагало широкого запровадження в техніку різних рідкісних металів, в тому числі цирконію. Тоді

й згадали про знахідку мінералу циркону поблизу Волновахи.

У 1933 році гірничий інженер Адриан Прокопович Дорофєєв, направлений Колегією Наркомтяжпрому на Костянтинівські скляні заводи для випробування розроблених ним керамічних мас з вулканічних порід, надіслав у Головне геологічне управління Народного комісаріату важкої промисловості докладну записку [8], в якій інформував про результати виконаного ним за власною ініціативою обстеження відомих з літературних джерел вивержених порід Маріупольського району, запаси цирконію в яких вважав промисловими. Очевидно, ця докладна записка стала приводом для організації Інститутом геології Всеукраїнської Академії Наук (ВУАН) пошукових геологорозвідувальних робіт на цирконій по балці Мазуровій. Родовище розвідувалося геологом Інституту геології ВУАН Володимиром Павловичем Амбургером [9]. Завдання цирконової партії інституту полягало у попередній розвідці та вивченні родовища циркону серед масиву лужних порід. У вересні – грудні 1934 року на родовищі була виконана геологічна і топографічна зйомка ділянки площею близько трьох квадратних кілометрів, пройдено більше 40 пог. м розвідувальних шурфів, більше 530 куб. м канав. Гірничі виробки були зосереджені в північно-східній частині родовища по балці Мазуровій, на ділянці, що прилягала до кар'єру Маріупольського силікатного тресту, який здійснював там з 1929 року видобування нефеліну для скляної промисловості.

Аналіз відібраних в шурфах проб показав промисловий вміст діоксиду цирконію, запаси якого визначені В.П. Амбургером в 21,6 тис. тонн при середньому вмісті 0,4 %.

Геологічна карта, складена Амбургером В.П. (рис. 1), а також матеріали його досліджень стали в подальшому основою для детальних розвідувальних робіт.



Рис. 1. Геолог Інституту геології ВУАН Амбургер В.П.

1 серпня 1937 року за розпорядженням Всесоюзної контори "Союзредметразведка" була організована централізована Маріупольська геологорозвідувальна партія (керівник – Бистров Павло Васильович). Завдання партії на 1937 рік полягало у встановленні масштабу родовища по Мазуровій балці, промислової цінності руд, та підрахунку запасів корисного компоненту в них [10].

Умови залягання рудного тіла та рельєф місцевості зумовили основний метод розвідки гірничими виробками – шурфами. Бурові роботи проводилися тільки для відкриття нових точок розповсюдження цирконових порід під потужними наносами.

У третьому кварталі 1937 року було пройдено 900 пог.м шурфів глибиною до 10 і 20 метрів, та більше 600 пог. м свердловин ручного буріння. Для отримання цирконового концентрату Бистров П.В. використав свій досвід роботи на золотих копальнях. Промивку пісків проводили на дерев'яних бутарах, виготовлених на місці. Два промивальники і один робітник на лотку забезпечували промивку 15 м куб. руди за зміну. Вода на бутари приймалася з підведеної каналі жолобами, на які подавалася порода. Було отримано 2050 кг цирконового концентрату.

П.В.Бистровим була відібрана також технологічна проба руди масою 1250 кг, на якій співробітниками Гиредмета Уткіною В. Д. і Беліцькою Е. О. під керівництвом І. М. Нестерова розроблена якісна схема збагачення циркон-вміщуючих руд [11]. Цю схему покладено пізніше в основу проєкту дослідної збагачувальної фабрики.

Основне завдання 1937 року – підрахунок запасів цирконових руд, – Бистрову П.В. вдалося виконати. Запаси цирконової руди на ділянці по балці Мазурова затверджені в обсязі 1,85 млн. т по категорії В та 2,66 млн. т – по категорії С₁[12]. Розвіданих запасів було достатньо для роботи майбутнього гірничого підприємства протягом 30 років.

У звіті про попередню розвідку Бистров писав: «Маріупольське родовище циркону знаходиться у виключно сприятливих фізико-географічних та економічних умовах. З геологічного боку воно не обмежене на сьогоднішній день та має велику перспективу за площею розповсюдження і на глибину. Рудна ділянка по Мазуровій балці, розвідана до глибини 25,5 метрів має передумови на більш глибокі горизонти його залягання. Подальше вивчення родовища повинно проводитися не тільки на циркон, але й інші мінерали: колумбіт, бакеліт, нефелін і т.п. Для нашої промисловості родовище є, безумовно, потужною сировинною базою дуже великих запасів корисних копалин. Корінне родовище по Мазуровій балці повинно стати основою для початку освоєння родовищ циркону на Маріупольському лужному масиві». І далі: «...все це разом змушує нас висувати питання про освоєння цього родовища циркону, бо воно має всі дані для того, щоб бути першочерговою базою для нашої ... цирконієвої промисловості, а інші ділянки, ... дадуть

додаткові запаси руди, якщо вони будуть розвідані більш детально» [10].

У 1938 році геологорозвідувальні роботи на циркон в Приазов'ї були продовжені [2].

В середині травня у партії з'явилися геологи Ельтеков В.І. та Калафаті Л.В., які мали досвід роботи по пошуку циркону в Ловозерських тундрах (Карелія). Ельтеков Володимир Іванович виконував обов'язки технічного керівника. На початку червня родовище відвідав нарком важкої промисловості Л. Каганович. Ознайомившись з ходом геологорозвідувальних робіт, він віддав особисте розпорядження про скоріше освоєння родовища.

5 липня 1938 року Каганович підписав наказ «Про відновлення геологорозвідувальних робіт в Нагольному Кряжі» [13]. Всі організації, що проводили пошуково-знімальні та геологорозвідувальні роботи на кольорові метали в районі Донбасу, об'єднувалися у єдину комплексну стаціонарну геологорозвідувальну експедицію Головного Геологічного Управління НКВП (Главгеології), начальником якої призначався А.П. Дорофєєв [14]. Волноваську партію передали до експедиції.

Ельтекову В.І. вдалося організувати проведення геологорозвідувальних робіт за добре продуманим планом, що дозволило виконати план геологорозвідувальних робіт та уточнити запаси цирконію на родовищі. Ці запаси перевищували запаси діоксиду цирконію, визначені Бистровим у 1937 році, більш, ніж в 2,5 рази [4].

22 жовтня 1938 року наказом по Главредмету створено «Маріупольбуд», перед яким поставлено завдання будівництва збагачувальної фабрики потужністю 10 т на добу, призначеної для відпрацювання технології збагачення цирконової руди. З лютого 1939 року виконуючим обов'язки директора Маріупольбуду призначили Дорофєєва.

Пробна експлуатація цирконового родовища розпочата Волноваською геологорозвідувальною партією ще у 1938 році. Протягом польового сезону геологорозвідувальна партія попутно з розвідкою займалася видобуванням цирконового концентрату. Видобування руди здійснювалося головним чином з кар'єру № 1, закладеного у південно-східній частині родовища по балці Мазуровій, у горизонті дрібнозернистих вивітрених (зруйнованих) маріуполітів. Крім основного кар'єру було закладено ще два: один поблизу першого, другий – на балці Валі-Тарама, біля хутора Лазарівка. Кар'єр № 1 мав площу трохи більшу 100 кв. м. Видобувні роботи у кар'єрі велися двома уступами з проходженням вибою у південно-східному напрямку. Більшу частину року роботи проводилися без застосування вибухових робіт. Руда з кар'єру транспортувалася на вантажівках до балки Мазурової по тимчасово прокладеній ґрунтовій дорозі. В гирлі балки була створена невелика земляна гребля, звідки вода самопливом надходила на бутари. Процес збагачення руд здійснювався примітивно: доставлена на промивний пункт руда зсипалася поблизу бутар на купи, звідки на тачках або носилках доставлялася на бутари, де промивалася. Після промивання руди

одержаний концентрат направлявся на вашгерд. Наступне доведення концентрату до кондиції здійснювалось на лотках. Промитий концентрат в суху погоду просушувався на брезенті, а в дощову погоду – у спеціальній печі. Просушений концентрат зсипався у мішки, зважувався, та зберігався у наметах.

У результаті видобувних робіт вже у вересні 1938 року два вагони цирконового концентрату було відправлено першим споживачам – московському заводу "Електросталь" та харківському інституту вогнетривів. Усього було одержано понад 40 т концентрату з вмістом діоксиду цирконію вище 50 % [2].

На той час головним джерелом цирконію у світі були більш багаті розсіпні родовища циркону, або корінні родовища бадделейту. Таким чином, Маріупольське родовище корінних цирконієвих руд освоювалося вперше не тільки в Україні, але й у світовій практиці. Значно збільшує перспективу родовища, як вважав В. Ельтеков, та обставина, що польвошпато-нефелінові відходи з успіхом можуть бути використані в промисловості, і, крім цього, разом з цирконом з руди можуть бути вилучені інші рідкісні мінерали: бекеліт та пірохлор, що містить тантал і ніобій [18].

За два роки напруженої роботи геологів та гірників-збагачувальників країна одержала необхідну кількість запасів циркону для будівництва гірничо-збагачувального підприємства (рис. 2).

Було знайдено ряд інших корисних копалин – кобальт, нікель, титан, ніобій, рідкісноземельні елементи; сировина для кам'яного литва, кераміки, лакофарбової промисловості та будівельних матеріалів.

Все це ставило питання про комплексне використання усіх багатств цирконового родовища на Мазуровій балці.



Рис. 2. Роботи по видобутку і збагаченню цирконієвої руди провадилися в перший період (до будівництва гірничо-збагачувального підприємства) практично вручну. 1938 рік.

Вже у 1939 році почалося проектування та будівництво гірничо-збагачувального комбінату потужністю 1 000 т руди на добу у складі кар'єру, збагачувальної фабрики, цеху знезалізнення цирконового концентрату, допоміжних об'єктів і споруд. Передбачалося здійснити також будівництво селища для робітників [19]. Директором і головним інженером майбутнього будівництва призначили С. Г. Миронова.

Промислову площадку для будівництва вибрали при злитті двох глибоких балок, одну з яких перегородили невеликою греблею, та створили водоймище. На березі водоймища до осені збудували дослідну збагачувальну фабрику продуктивністю 10 т руди на добу, та організували збагачення руди на бутах. Були зведені будівлі і споруди для супутньої експлуатації та розгортання будівництва комбінату.

Недалеко від будівельного майданчика заклали два розвідувально-експлуатаційних кар'єри, перший з яких експлуатувався до 1940-го року, а другий – у 1940–41 р.р., в період окупації та після неї у 1944 році. Перед війною, у третьому п'ятирічному плані **Гларедмету**, річна потреба в цирконовому концентраті на основі заявок зацікавлених організацій була прийнята в кількості 3 400 т [15].

На той час була відсутня вітчизняна практика збагачення циркону. Та й саме видобування його проводилося вперше. За кордоном видобування циркону велося тільки з розсіпів, і досвіду збагачення корінних руд там також не було. Треба було у стислі строки знайти ефективний метод збагачення приазовських цирконових руд – маріуполітів. Експериментальні роботи на дослідній фабриці проводилися спеціальною бригадою інституту «**Гуредмет**» (м. Москва). За проектом був прийнятий гравітаційний метод збагачення у відсаджувальних машинах та на концентраційних столах із застосуванням магнітної сепарації. До середини вересня 1939 року роботи були вдало завершені і фабрика (рис. 2) введена в експлуатацію [20]. 15 вересня 1939 року можна вважати днем народження підприємства на Маріупольському цирконовому родовищі – первенця цирконієвої промисловості України і Радянського Союзу.



Рис. 3. Мазурівська дослідно-збагачувальна фабрика, 1939 р.

У 1939 році одночасно з розвідкою проводилося старательське видобування циркону. Видобуто

14 679 т руди та отримано 21 т концентрату з вмістом цирконію більше 50 % [25]. Експлуатація здійснювалася ручним способом. Транспортували руду до фабрики автомобільним та гужовим транспортом. Збагачували на бутах з наступною доводкою на вашгерді та лотках. З другої половини вересня 1939 року доводка здійснювалася на збагачувальній фабриці, де отримували 95 %-ий цирконовий концентрат [26].

Ось як характеризував умови розробки родовища директор та головний інженер «Маріупольбуду» Семен Григорович Миронов у статті «Будівництво цирконового комбінату», надрукованій в обласній газеті «Соціалістичний Донбас» [20]: "По своєму залеганню і мощности месторождение является исключительно благоприятным для эксплуатации. Руда залегает в виде заполненной глубокой чаши с волнистым дном. Мощность рудного тела – от 2 до 20 метров, и более. Мощность наносов, состоящих из чернозёма и суглинков, составляет полтора – три метра. Наносы и большая часть руды легко поддаются ручной разборке, и тем более экскавации. Уровень грунтовых вод – ниже почвы залегания рудного тела, поэтому нет нужды в мощных водоотливных установках".

Проектним завданням передбачалося два варіанти розкриття та експлуатації родовища: відкриті роботи за допомогою экскаваторів з наступним транспортуванням руди електровозами, і розробка руди гідравлічним способом. Застосування першого способу до даного родовища не викликало сумнівів – вся маса розкриття і 90 % руди підлягали экскаваторній без вибухових робіт. Але особливо перспективним було застосування гідравлічного способу розробки – найбільш технічно досконалого і дешевого. В першому півріччі 1940 року «Маріупольбудом» велися підготовчі роботи до дослідів по гідромеханізації. У липні вже проводилися роботи по розмиванню наносів руди, і їх транспортуванню за допомогою потужних землесосів.

У 1940 році планом передбачалося збільшення видобутку циркону в чотири рази в порівнянні з 1939 роком, але фактично було видобуто лише 20 440 т руди. Всього з початку розробок на родовищі видобуто (на 01.01.1941 р.) 41 119 т руди; середній вміст ZrO_2 – 0,76 % [27]. З попутних мінералів використовувалися лише польові шпати.

У тому ж 1940 році проводилися роботи по підготовці промислових запасів. Камеральна обробка матеріалів по розвідувальних роботах 1939 р. на рідкісні метали здійснювалася начальниками партій Кузовльовим О.Д. і Калафаті Л.В. у період з 1 січня по 15 серпня 1940 року [28].

В останньому довоєнному році були проведені підготовчі роботи до широкого розгортання будівництва комбінату.

Комплексний технічний проект комбінату виконував московський проектний інститут «**Гуредмет**». Техніко – економічні розрахунки проведені на видобуток та переробку 1000 т руди на добу. Вже до 1 січня 1941 року проект був готовий. Капітальні витрати затвердили в сумі 13 млн. крб.

[29]. До комплексу комбінату входили рудник, збагачувальна фабрика, гребля для отримання водоймища з площею дзеркала води до 100 гектарів, високовольтна лінія електромережі довжиною в 30 км, селище з усіма культурно-побутовими та комунальними закладами та автодороги.

У 1941 році продовжувалася експлуатація родовища і будівництво комбінату. Добування та збагачення руди відбувалося практично до самої окупації Донбасу. За вісім місяців 1941 року було видобуто 22 323 т руди, отримано 1 291 т 9 %-го і 94,83 т 80 %-го концентрату [30].

У період німецької окупації України видобування цирконової руди старательським способом та її збагачення на бутарах з листопада 1941 року по вересень 1943 року здійснювало німецьке акціонерне товариство «Ауербах і К^о». Відновлювати дослідну збагачувальну фабрику, зруйновану радянськими військами перед відступом, німці не стали.

Після визволення території Волноваського району, вже 23 жовтня 1943 року було підписано наказ Наркома наркомату кольорової металургії про відновлення і будівництво Маріупольського цирконового рудоуправління. В листопаді розпочалися відновлювальні роботи.

У відповідності до наказу передбачалося збудувати збагачувальну фабрику потужністю 75 т руди/добу, та цех знезалізнення концентрату продуктивністю 100 т/рік. Вже до 1 липня 1945 року збагачувальну фабрику та цех знезалізнення концентрату мали ввести в експлуатацію. Інші об'єкти – в тому числі гребля на р. Мазуровій, мали бути готовими уже в четвертому кварталі 1944 года. Але в будівництві було зайнято лише 6 чоловік при плані 58. Трудових ресурсів не вистачало. Відсутньою була і проектно-кошторисна документація – *Гипропредмет* мав розробити її лише до лютого 1945 року.

В 1944 році було відбито 5915 тонн руди (64 % до плану), яка знаходилася у вибої, і могла транспортуватися для збагачення. У виробництві було задіяно 28 чоловік. Виробництво концентрату зовсім не здійснювалося.

Планом заходів по введенню в дію виробничих потужностей на Маріупольському цирконовому рудоуправлінні передбачалося ввести в експлуатацію рудник потужністю 40 тис. т гірничої маси на рік, та збагачувальну фабрику продуктивністю 75 т/ руди на добу.

Для забезпечення плану видобутку планувалося виконати 5 000 куб.м розкривних робіт, в т.ч. в 1945 году – 1 000 куб.м, а також організувати промивку руди на бутарах, і отримання грубого цирконового концентрату з вмістом 10–15 % циркону. Для цього доручалося побудувати до 15 травня дві бутари, та організувати старательські роботи.

Цех знезалізнення циркону з обсягами виробництва 100 т/рік передбачалося ввести в експлуатацію до 1 березня 1946 року.

В якості сировинної бази маріупольського рудника, згідно завдання, були прийняті запаси цирконової руди балки Мазурової,

Продуктивність фабрики прийняли 21 тис.т на рік (150–200 тонн цирконового концентрату на рік, з яких 105 тонн планувалося переробляти в знезалізнений концентрат для виробництва емалей.

Проектним завданням було прийнято гравітаційне збагачення на концентраційних столах, із додатковим застосуванням електромагнітної сепарації. Руду на фабрику планувалося подавати кінною тягою по вузькій під'їзній колії вагонетками Коппеля.

Цех знезалізнення призначався для виробництва знезалізненого цирконового концентрату, який застосовувався здебільшого для заміни оксиду олова у виробництві емалей. Технологія виробництва розроблена *Гиредметом*. Схема технологічного процесу включала подрібнення концентрату до 200 меш. (– 0,074 мм) з наступною обробкою його при нагріванні сірчанокислим натрієм та купоросним маслом. Присутнє в концентраті залізо вилуговувалося, а осад промивався водою, висушувався та прожарювався [30].

Будівельні роботи по фабриці в 1945 році виконали на 85 %. Монтажні роботи не виконувалися через відсутність обладнання. Не приступили і до будівництва цеха знезалізнення концентрату через відсутність матеріалів [31]. В цілому за рік освоєно в будівництві 1 973 тис. крб.

З другого півріччя 1945 року було організовано гірничо-збагачувальний цех. Рудоуправління, маючи на балансі одну автомашину, двоє волів та двох коней, і лише один допоміжний цех (механічний), за наявності 30 робітників, розпочало видобування руди ручним способом, за допомогою кайла та лопати, та отримання цирконового концентрату на бутарах. Спочатку вилучення складало 48–50 %, потім процес збагачення освоїли і вилучення піднялося до 60 % і вище. У 1945 році перероблено 4365 т руди з вмістом 1,26 % діоксиду цирконію, отримано 41,8 т концентрату з вмістом циркону 76,9 %. Вилучення складало 58,7 % [32].

З жовтня 1945 р. видобування циркону поставили на старательський метод праці. Старательським способом отримано 9 983 кг концентрату (в перерахунку на 85 %-ий вміст циркону).

На 1946 рік «Маріупольбуду» затвердили план по капітальному будівництву на суму 2 450 тис. крб. Основними об'єктами були збагачувальна фабрика, цех діоксиду цирконію, та цех знезалізнення циркону, а також кілька допоміжних об'єктів і житло.

В травні 1946 року прийняли в експлуатацію тимчасовий цех знезалізнення цирконового концентрату, а в грудні того ж року – цех діоксиду цирконію та збагачувальну фабрику.

У 1946 році рудоуправління «Маріупольбуду» було по суті невеликим гірничо-хімічним комбінатом з видобувним та переробними цехами: гірничим, збагачувальною фабрикою, цехом діоксиду цирконію. Рудоуправлінням проводились і старательські роботи.

В цьому році було отримано майже 122 т цирконового концентрату (в т.ч. більше 40 т товарного), близько 33 т знезалізненого концентрату.

Річний план гірничо-розкривних робіт виконали на 77,3 %. Було розкрито та підготовлено до виїмки 12 тис. т цирконової руди. Гірничі роботи – розкривні та експлуатаційні, – проводились вручну через повну відсутність механізації. Навіть тієї, яка передбачалася проектом – компресора, мотовоза, скреперних лебідок, трактора, екскаватора.

На збагачувальній фабриці в 46 році працювало в одну зміну лише відділення магнітної сепарації. Перероблено 142,2 т бутарного концентрату з вмістом 50,0–52,5 % діоксиду цирконію. Отримували концентрат з вмістом 61,5 % і вище.

В грудні провели пробний пуск фабрики, який виявив грубі недоліки проекту, та порушення при будівництві і монтажі обладнання. Виявлені дефекти усували до серпня 1947 року.

Тимчасовий цех знезалізнення ввели в дію в квітні 1946 року.

Цех діоксиду цирконію почав працювати в жовтні 1946 року на операціях розкладання та вилуговування. На інших операціях не працював через відсутність гумованої апаратури. В середині грудня дослідне розчинення цирконату натрію в соляній кислоті провели в дерев'яній апаратурі, виготовленій на місці. Перша переробка пройшла невдало, діоксид не отримали. В результаті переробки другої партії отримали перших 6 кг гідрооксиду з вмістом діоксиду цирконію 68,5 % та 3 кг – з вмістом 88 %.

До початку другого півріччя 1947 року основні промислові об'єкти були введені в експлуатацію. В січні 1947 р. отримали 14 кг діоксиду цирконію з вмістом 95,0–96,5 %.

В липні 1947 року введено в експлуатацію новий цех знезалізнення.

В серпні запрацювала на повну потужність збагачувальна фабрика. Ця фабрика працювала до 1958 року, переробляючи до 150 т руди на добу.

Видобування руди в 1947 році здійснювали в кар'єрі № 2. В цьому році здали гірничий цех с обсягом проведених гірничо-капітальних робіт – 7 237 м³. Проект розкриття родовища, розроблений **Гипроредметом**, виявився помилковим – місце розкриття було заплановано на непромисловій ділянці. На місці гірничим інженером Ф.С. Елохіним був запропонований новий варіант розкриття; складений і схвалений **Гласредметом** новий технологічний проект, який дозволив розкрити ділянки руд с кондиційним вмістом металу, та забезпечити виконання плану по видобутку руди і виробництву концентрату.

Розкривні роботи велися з випередженням на 5–6 місяців при середній потужності 5,0 м. В 1954 році – екскаватором електричним Е–504 і тракторним скрепером з трактором С–80. Виймався розкрив скреперними навантажувачами з попереднім розпушуванням буровибуховими роботами. Транспортування здійснювалося автосамоскидами ГАЗ–93.

Відкриті гірничі роботи велися паралельним просуванням вибою в комбінації з віялоподібною системою. Розробка велася одним уступом висотою

8–11 метрів. Підривання виконувалося мінними шурфами. Одночасно одержували 3000–3500 м³ гірничої маси. Для вибуху проходили два шурфи. Видобування гірничої маси здійснювалося методом «рукавів» діаметром 250–300 мм та довжиною 2,0–2,5 м, та методом поодиноких мінних зарядів, в шурфах глибиною 8–11м. Завантаження руди у вагонетки Коппеля здійснювалося скреперними навантажувачами. Лише в 1952 році з'явився старенький екскаватор ПГ–0,35.

Транспортувалася руда до фабрики спочатку 4–х вагонеточними ешелонами технічно недосконалими та малопотужними електровозами місцевого виготовлення по вузькій колії (600 мм) на відстань до 1000 м. Пізніше, в 1954 році, ці електровози замінили електровозом фірми «Ганц».

Видобута руда подавалася на фабрику та розвантажувалася на колосникову решітку бункера. Грудки руди крупніші 100 мм розбивалися безносередньо на колосниках вручну. Живлення фабрики рудою здійснювалося після усереднення і через обертовий грохот. Сухим грохоченням руда розділялася на три класи: –10 мм, +10–30 мм, +30 мм. Крупний клас надходив для дроблення у щоківу дробарку. Дрібний клас направлявся на вібраційний грохот, куди надходив також вихід кульового млина. Вихід дробарки, середній клас барабанного грохота і верхній клас вібраційного грохота стрічковим конвеєром подавався через лійку в кульовий млин.

Збагачувалася руда гравітаційним методом. Концентрат основних відсаджувальних машин подавався пісковим насосом на очистку. Концентрат контрольних столів подавався на очисний стіл відрами, вручну. Хвости очисного столу завантажувалися у зумпф. Туди ж самопливом по жолобу направляли хвости очисної відсадки, де вони об'єднувалися з нижнім класом вібраційного грохота, та насосом подавалися в реєсний класифікатор. Відвальні хвости пісковим насосом перекачувалися у хвостосховище.

Річний план капітальних робіт 1947 року виконали на 108 %. Освоєно капітальних вкладень на суму 1942 тис. крб.

Здано: гірничий цех, цех діоксиду, цех знезалізненого концентрату, збагачувальна фабрика, хімлабораторія; електропідстанція, водогін і паропровід, насосна, хвостосховище, контактна лінія електровозної віткатки, автодороги на площадці, гребля, лазня, три чотириквартирні житлові будинки, радіовузол.

Закінчення будівництва основних виробничих цехів в 1947 році та введення їх в експлуатацію створило передумови для росту виробничих потужностей з другого півріччя, та розгортання всієї господарчої діяльності Маріупольського цирконового рудоуправління.

16 жовтня 1947 року Маріупольське цирконове рудоуправління стало до ладу. Це була експериментальна база рідкіснометалевої промисловості, де розроблялись нові матеріали, відпрацьовувались технології, вівся пошук нових галузей використання цирконієвої продукції. Робота

цього рудника, безсумнівно, значно прискорила розвиток цирконієвої промисловості в нашій країні.

До кінця 1950-х років рудоуправління освоїло виробництво різних хімічних сполук цирконію, порошоків та зливків металічного цирконію, очищення цирконію від гафнію, та різних видів гафнієвої продукції. Були створені передумови для широкого використання цирконію в народному господарстві, що вимагало розширення виробництва.

Нова збагачувальна фабрика продуктивністю 750 т/добу прийнята в експлуатацію 30 вересня 1958 року. В жовтні провели її випробування та до лютого 1959 року стару фабрику зупинено. В цьому ж році рудоуправління дістало назву Донецький хіміко-металургійний завод (ДХМЗ).

Переробка руди на новій збагачувальній фабриці полягала в крупному дробленні в шоківій дробарці

СМ-16А (600х900 мм), середньому дробленні в конусній дробарці № 4 (типу Саймонс), та дрібному – в короткоконусній дробарці типу СМ-560. Подрібнювалась руда в п'яти стрижневих млинах 4СМ-2 (1200х2400мм). Гравітаційне збагачення здійснювалось у трьох відсаджувальних машинах МО-06 (600х600 мм), одній машині типу ОВМ-5 (1000х1000 мм), та концентраційних столах СС-2 (22 шт.), СКМ-1 (12 шт.), ЯСК-1А 800-4200х2 (13 шт.). Доводка концентрату проводилась на трьох столах СС-1 та трьох – СС-2, а також магнітних сепараторах МС-2 (4 шт.), і «Ленінград» МСЛ-3 (5 шт.). Сушили концентрат перед відправкою споживачам в сушильному барабані діаметром 1,4 м та довжиною 8,0 м, і 5-ти подовій печі діаметром 1,0 м. Дані про видобуток та переробку руди на Маріупольському цирконовому родовищі по Мазуровій балці подані в табл. 1.

Таблиця 1 – Видобуток і переробка руди на Маріупольському цирконовому родовищі по Мазуровій балці

Рік	Переробка руди, тис. т	Вміст ZrO ₂ в руді, %	Вилучення, %	Дьюксид цирконію в конц-ті, т
1946	18,08	1,016	57,70	106,00
1947	11,66	0,500	73,54	30,52
1948	37,67	0,696	84,12	155,65
1949	39,45	1,028	78,87	212,28
1950	47,95	0,640	69,76	215,79
1951	60,93	0,640	75,40	295,30
1952	69,70	0,660	76,20	349,58
1953	75,82	0,636	78,26	377,46
1954	81,87	0,691	72,60	410,88
1955	89,40	0,671	64,90	345,03
1956	92,36	0,652	64,38	387,78
1957	99,28	0,582	69,70	401,97
1958	102,39	0,594	67,40	483,37
1959	183,98	0,550	59,05	588,51
1960	241,65	0,490	68,98	827,70
1961	281,92	0,497	68,54	961,20
1962	296,66	0,465	67,94	933,54
1963	228,64	0,459	68,51	721,17
1964	247,82	0,436	69,07	728,58
1965	182,06	0,430	63,78	527,16
1966	189,87	0,507	63,70	603,78
1967	44,89	0,510	61,00	152,40

В кінці 1950-х років рудоуправління на спеціально створеній сезонній збагачувальній установці освоїло доводку хвостів і некондиційних цирконових концентратів Осипенківського підприємства (м. Бердянськ), які отримували певний час з прибережних пісків на косах Азовського моря.

З першого квітня 1967 року гірничий цех і збагачувальну фабрику зупинили. Донецький хіміко-металургійний завод перейшов до переробки привізної сировини – цирконового концентрату Верхньо-Дніпровського гірничо-металургійного комбінату (ВДГМК).

У 1954 році було відкрите Малишівське (Самотканське) розсипне титан-цирконове родовище в Дніпропетровській обл¹¹.

Пройшовши в 1956–1960 роках стадію розвідувальних і оціночних робіт, вже в 1961 році воно стало розроблятися Верхньо-Дніпровським гірничо-

¹¹ Малишівське родовище є прибережно-морським розсипищем, похованим у піщаних відкладах полтавської серії і сарматського ярусу неогену. Ширина покладів 0,3–1,0 км, довжина до 20 км за потужності 5–10 м (середня 7,9 м). Важка фракція становить від 10–15 до 100–150 кг/м³. Середній вміст циркону в рудному піску 7,6 кг/м³ (5,1 кг/м³ діоксиду цирконію). Склад мінералів важкої фракції: змінений ільменіт – 44 %, рутит+лейкоксен – 16, циркон – 9,6, дистен + силіманіт – 13, турмалін – 9 %; залишок – інші мінерали у невеликих кількостях, у тому числі близько 0,1 карата на 1 м³ – дрібних алмазів.

металургійним комбінатом (нині Вільногірський ГМК). Родовище є об'єктом світового масштабу. В геологічному відношенні воно локалізоване на північному схилі Українського кристалічного щита в Правобережному (Самотканському) розсипному районі, який займає басейн р. Самоткань та міжріччя річок Інгулець–Дніпро.

Родовище приурочене до прибережно–морських кварцових пісків сарматського ярусу міоцену, а також до близьких за складом пісків полтавської свити олігоцен–міоцена, майже всюди збагачених цирконом, титановими мінералами, монацитом, дистеном, ставролітом та іншими корисними мінералами.

Верхній промисловий (сарматський) пласт приурочений до відкладів середнього сармату, представлених: в нижній частині – різнозернистими слабоглинистими кварцовими пісками потужністю 4–6 м, в середній частині – дрібнозернистими добре відсортованими кварцовими пісками, у верхній частині – різнозернистими, переважно дрібно– та середньозернистими пісками потужністю 8–10 м, які вверх по розрізу переходять в гіпсоносні глини середнього–верхнього сармату.

Середня пачка містить основний пласт сарматського розсипу. Потужність її багатих рудних тіл складає 10–15 м при загальній потужності промислового пласту 20–25 м. Розсип залягає на глибині близько 40 м і експлуатується кількома кар'єрами ВДГМК. Вміст циркону – 10–15 кг/м³.

Сарматський розсип – типовий розсип акумулятивного вирівняного берега, що складається з трьох просторово зближених субпаралельних пластових покладів: Північного, Середнього (Центрального) та Південного, розділених вузькими (200–300 м) ділянками з непромисловим вмістом рудних компонентів.

Рудні піски сарматського віку відрізняються різким домінуванням двох гранулометричних класів: –0,28+0,1 мм та –0,10+0,05 мм; вміст глинястої складової –0,05 мм складає 20 %.

Збагаченням пісків по гравітаційно–магнітно–електростатичній схемі, з них отримують цирконовий, рутіловий, ільменітовий та інші концентрати.

Проектна потужність комбінату по цирконовому концентрату – до 70 тис. т на рік. На сьогодні використовуються лише на 30 % (10–20 тис. т).

Разом з тим, Україна залишається однією з провідних країн на світових ринках, що експортує цирконовий концентрат до багатьох країн світу.

ВИСНОВКИ

Таким чином, Маріупольське цирконове родовище стало першою сировинною базою цирконієвої промисловості України та СРСР. Освоєння родовища прискорило розвиток цирконієвої промисловості країни, допомогло виявити і розширити сфери застосування цирконію та його сполук у народному господарстві.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Фельдман Г.М. Сырьевые ресурсы редких металлов за границей и их использование. М.– Л., 1940. – 193 с.
2. Эльтеков В.И., Калафати Л.В. Отчет по геолого–поисковым и разведочным работам на Мариупольском цирконовом месторождении за 1938. – Л.1939 г. // Геоинформ. – № 3250. – 252 с.
3. Костылева Е.Е., Владимиров М.Е. Циркон / Минералогия Союза // Под общей ред. акад. Ферсмана А.Е. – Сер. А, вып. 2. – Л.: Изд–во АН СССР, 1934. – 83 с.
4. Протокол № 1520 заседания ВКЗ по утверждению запасов циркона Мариупольского месторождения Сталинской обл. от 21.11.1939 г. // РГФ. – № 81101. – 3 с.
5. Иваницкий И. Геогностическое описание Мариупольского округа // Горный журнал. – 1833. – Кн. X. – С. 49–90.
6. Еремеев П.В. Об ауэрбахите и заключающей его горной породе. – Изв. АН. – СПб., 1897. – Т. VII, №2. – 244 с.
7. Морозевич И.А. Об одном крайнем члене семейства сиенитов – мариуполите – и связанных с ним породах Мариупольского уезда. – Записки Импер. С–Петербур. минерал. об–ва., протокол № 6 от 16.10 1901 г. – СПб., 1902. – Вторая сер., т. XXXIX. – С. 44–51.
8. Дорофеев А.П. Промышленные месторождения циркона в УССР // Геоинформ. – № 3247. – 1с.
9. Амбургер В.П. Краткий предварительный отчет о работе цирконовой партии Института Геологии ВУАН за 1934г. // Геоинформ. – № 3251. – 2 с.
10. Быстров П.В. Отчет по геологоразведочным работам на Мариупольском месторождении циркона 1937–39 г.г. // Геоинформ. – № 3245. – 106 с.
11. Нестеров И. М. Отчет по теме № 11. Разработка качественных схем обогащения цирконосодержащих руд и песков. – М., 1938 г. // Геоинформ. – № 3246. – 36 с.
12. Протокол № 1289 заседания ЦКЗ по вторичному рассмотрению материалов и утверждению запасов цирконовых руд на участке балки Мазуровой Мариупольского месторождения Сталинской обл. от 14.04.1939г. // РГФ. – № 81067. – 3 с.
13. РГАЭ. – Ф.7297, оп. 1. – Ед. хр. 281. – С. 169–172.
14. РГАЭ. – Ф.7297, оп. 1. – Ед. хр. 281. – С. 62–65.
15. РГАЭ. – Ф.7794, оп. 5. – Ед. хр. 537. – С. 3.
16. РГАЭ. – Ф.7794, оп. 5. – Ед. хр. 537. – С. 4.
17. РГАЭ. – Ф.7794, оп. 5. – Ед. хр. 537. – С. 6.
18. Калафати Л. В., Эльтеков В. И. Полевой отчет по геологической съемке и поисково–разведочным работам на Мариупольском

- цирконовом месторождении. Л., 1939г. // Геоинформ. – № 3991. – 19 с.
19. РГАЭ. – Ф. 7794, оп. 5. – Ед. хр. 107. – С. 145.
20. Миронов С. Строительство цирконового комбината // «Социалистический Донбасс», № 138/2371, 17 июня 1940 г., С. 2,
21. ДАДО. – Ф. Р-2794, оп. 1, справа 28. – Од. зб. 5. – С.12–14.
22. РГАЭ. – Ф. 7786, оп. 1. – Ед. хр. 579. – С. 119.
23. РГАЭ. – Ф. 7786, оп.1. – Ед. хр. 579. – С. 121.
24. РГАЭ. – Ф. 7786, оп.1. – Ед. хр. 579. – С. 164.
25. Подгорный А.Г. Отчёт по геологоразведочным работам и эксплуатационной разведки Ждановского цирконового рудоуправления за 1949 г. – Волноваха, 1949 г. // Геоинформ. – № 7917. – 94 с.
26. Калафати Л.В. Отчет по геологической съемке и поисково-разведочным работам на мариупольских цирконовых месторождениях за 1939г. – Л., 1940 г. // Геоинформ. – № 6398. – 311 с.
27. Сведения о состоянии запасов циркона на 01.01.1941г. Формы 1–6 по Мариупольскому цирковому месторождению на 01.01.1941г. / Игнатов Н. А. // Геоинформ. – №3248. – 9 с.
28. РГАЭ. – Ф. 7786, оп. 1. – Ед. хр. 579. – С. 97.
29. РГАЭ. – Ф. 7794, оп. 5. – Ед. хр. 107. – С. 76.
30. РГАЭ. – Ф. 7794, оп. 5. – Ед. хр. 229. – С. 5.
31. РГАЭ 7794, опись 5, д. 229, с. 1.
32. . РГАЭ. – Ф 7794, опись 5, д. 537, с.71.
33. Бочкарев Э.Н. Организация промышленности редких металлов в СССР и этапы развития института «ГИРЕДМЕТ». Сб. статей: «Гиредмет на службе научно-технического прогресса» М.: Гиредмет.1981г. – с. 8–23.
34. РГАЭ. – Ф. 7794, оп. 5. – Ед. хр. 407. – С. 23.
- Позначення:
РГАЭ – Російський державний архів економіки
Геоінформ – державний геологічний фонд
України
РГФ – Росгеолфонд
ДАДО – державний архів Донецької області

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність проблеми. Стаття присвячена історії становлення вітчизняної цирконієвої промисловості. Цирконій – рідкісний метал, широко застосовуваний у різних галузях промисловості. Основним промисловим мінералом – носієм цирконію, – є циркон – силікат цирконію з домішками гафнію. Цирконові руди переробляються на цирконієві феросплави, металічний цирконій, діоксид цирконію та інші хімічні сполуки цирконію.

Мета. Простеження і введення у науковий обіг основних подій, фактів, технічних та технологічних рішень, які визначили розвиток цирконієвої промисловості на теренах України у першій половині ХХ ст..

Методи і апаратура. Літературний огляд, залучення архівних матеріалів, опис техніки і технології первинної переробки цирконієвих руд на Мазурівському родовищі України.

Результати. Простежено вервечку подій, які розкривають технологічний та технічний поступ в розвитку видобутку і збагаченні цирконієвих руд на Мазурівському родовищі України.

Наукова цінність розробки. Подана схема ланцюга апаратів первинної збагачувальної фабрики цирконієвих руд на Мазурівському родовищі. Описані режимні параметри, послідовність операцій та технологічні апарати.

Практичне значення. Показано, що Мариупольське цирконове родовище стало першою сировинною базою цирконієвої промисловості України та СРСР. Освоєння родовища прискорило розвиток цирконієвої промисловості країни, допомогло виявити і розширити сфери застосування цирконію та його сполук у народному господарстві.

Ключові слова: вітчизняна цирконієва промисловість, історія, техніка та технологія збагачення циркону.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Актуальность проблемы. Статья посвящена истории становления отечественной циркониевой промышленности. Цирконий – редкий металл, широко применяемый в различных отраслях промышленности. Основным промышленным минералом – носителем циркония – является циркон – силикат циркония с примесями гафния. Цирконовые руды перерабатываются на циркониевые ферросплавы, металлический цирконий, диоксид циркония, и другие химические соединения циркония.

Цель. Проследить и ввести в научный оборот основные события, факты, технические и технологические решения, которые определили развитие циркониевой промышленности на территории Украины в первой половине ХХ века.

Методы и аппаратура. Литературный обзор, привлечение архивных материалов, описание техники и технологии первичной переработки циркониевых руд на Мазуровском месторождении Украины.

Результаты. Прослежено череду событий, которые раскрывают технологический и технический прогресс в развитии добычи и обогащения циркониевых руд на Мазуровском месторождении Украины.

Научная ценность разработки. Представлена схема цепи аппаратов первичной обогатительной фабрики циркониевых руд на Мазуровском месторождении. Описаны режимные параметры, последовательность операций и технологические аппараты.

Практическое значение. Показано, что Мариупольское цирконовое месторождение стало первой сырьевой базой отечественной циркониевой промышленности. Освоение месторождения ускорило развитие циркониевой промышленности страны, помогло выявить и расширить сферы применения циркония и его соединений в народном хозяйстве.

Ключевые слова: отечественная циркониевая промышленность, история, техника и технология обогащения циркона.

ABOUT AUTHORS

Л.Шпильовий, к.т.н., директор ТОВ "Азов–Мінеральна техніка", Донське, Україна

E-mail: mineraltech.azov@gmail.com

В.Білецький, д.т.н., професор, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

E-mail: ukcdb@i.ua



УДК 37.013

ENGINEERING BLOGODIDACTICS IN THE OIL AND GAS BUSINESS

V.S.Biletskyi¹, H.V.Onkovych,² M.V.Tkachenko³

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

²*Kyiv Medical University, Kyiv, Ukraine*

³*Poltava National Technical Yuriy Kondratyuk University, Poltava, Ukraine*

ІНЖЕНЕРНА БЛОГОДИДАКТИКА У НАФТОГАЗОВІЙ СПРАВІ

В.С. Білецький¹, Г.В. Онкович², М.В. Ткаченко³

¹*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»*

²*Київський медичний університет*

³*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ABSTRACT

Purpose. To perform existing foreign and domestic experience of technological blogdelatele in petroleum engineering for example, resource Facebook; to consider the technology used, the topical content of blogs that are used in medavante high school. To offer some effective techniques and methods of using engineering blogodidactics in professional training of oil and gas specialists.

Methods. Review, content analysis of professional blogs in the resource Facebook.

Findings. For example, training of specialists for the oil and gas industry–lit methods and techniques use engineering blogdelatele, in particular, on Facebook, in the educational process with the aim of developing medicamentos specialists.

Originality. Introduced into scientific circulation information about the experience of professional blogs with oil and gas industry in the social network. A comparative analysis of foreign and domestic practices of creating information and educational blogs with oil and gas engineering. Based on content analysis, the efficiency of domestic blogs with oil and gas industry is presented.

Practical implications. Submitted specific information from the practice of creating and applying professional blogs oil and gas direction in Facebook. The possibilities of obtaining relevant information, its qualitative and quantitative content in these blogs are shown. This creates prerequisites for delineating the boundaries of focus groups of interested users and prospects for the development of blogodidactics of higher education in the oil and gas sector.

Keywords: *social network; Facebook; blog; educational space; media education technology; media didactics; professionally oriented media education; pedagogical blogodidactics; engineering blogodidactics; oil and gas engineering.*

Вступ. Медіаосвіта є міждисциплінарною частиною освітнього процесу, спирається на класичну філософську методологію аналізу соціокультурних феноменів [12, с.59]. Поява інженерної блогодидактики в освітньому просторі обумовлена інноваційним освітнім процесом, суспільною потребою, оскільки розвиток засобів масової інформації і комунікації та їх залучення до процесу навчання і виховання значно активізували

творчий пошук освітян у багатьох країнах. Аналіз джерел показує прискорений темп упровадження медіаосвітніх технологій у навчальному процесі вищої школи. Дослідники Р. Бужиков, Ю. Горун, Н. Духаніна, О. Каліцева, І. Сахневич, І.Чемерис, О. Янишин та ін. розглядали технології використання медіазасобів у навчанні майбутніх економістів, редакторів, інженерів комп'ютерних наук, юристів, інженерів нафтогазової промисловості, документо-

знавців, журналістів, перекладачів, пропонували авторські методики. Сьогодні завдяки їм, науковцям і педагогам–практикам, ще недавно нове поняття «медіадидактика» стало «парасольковим» для технологій, розроблених і впроваджених в освітній процес цими дослідниками. В свою чергу, одне з них – поняття «Інтернет–дидактика» нині – теж «парасолькове» для новітніх термінів, котрі виникли завдяки появі Інтернету.

Зокрема, з 2010–их років активно розвивається напрямком технічної блогодидактики, в тому числі – й в нафтогазовій інженерії.

Україна належить до клубу нафтогазовидобувних країн, є великою транзитною країною нафти і природного газу, чим обумовлено **актуальність** даної статті. Автори ставлять задачу привернення уваги освітнього загалу до нових професійно–орієнтованих медіаджерел, нових технічних і технологічних можливостей Інтернет–простору, котрі сприяють розвитку, освіті і самоосвіті в галузі нафтогазової інженерії.

Метою статті є аналіз набутого досвіду професійно–орієнтованих сторінок в соціальній мережі на прикладі нафтогазової галузі. Якщо раніше такий ресурс розглядався як резерв підвищення професійної компетентності майбутніх фахівців, то сьогодні він уже активно увійшов у повсякденну практику освітніх і бізнесових структур галузі. Для досягнення поставленої мети автори ставлять ряд **завдань**: проаналізувати наявний зарубіжний і вітчизняний досвід техніко–технологічної блогодидактики у нафтогазовій інженерії на прикладі ресурсу Фейсбук; розглянути застосовувані технології, тематичне наповнення *блогів*¹² що використовуються у *медіадидактиці вищої школи*¹³; запропонувати деякі прийоми і методи використання інженерної блогодидактики у фаховій підготовці спеціалістів нафтогазової справи.

Виклад основного матеріалу. Раніше ми вже привертати увагу до потенційних можливостей

¹² *Блогосфера*» (від англ. blogosphere) — сукупність всіх блогів та їхніх взаємозв'язків, які є елементом мережевого простору, об'єднує он-лайн спільноту або ж соціальну мережу. Пов'язані між собою блоги можуть становити собою динамічну всесвітню інформаційну оболонку, що є однією із основних відмінностей блогів від звичайних веб-сторінок та інтернет-форумів.

¹³ *Медіадидактика* об'єднує різні медіатехнології відповідно до поставленої освітньої мети. Ці технології спираються на відповідні медіаджерела, опрацьовують різні медіапродукти відповідно до завдань освітнього процесу. Зауважимо, що саме медіаосвітні технології, котрі інтенсивно розвиваються останнім часом, посідають провідне місце і в самоосвіті особистості. Принагідно зазначимо, що німецькі вчені, наприклад, виокремили її як «Hochschuldidaktik» [13].

професійно–орієнтованої медіаосвіти у вищій школі, яка сприяє формуванню медіа– та інформаційної грамотності майбутніх фахівців [3–5; 7–11], обґрунтовували необхідність розуміння "парасолькового" поняття "медіа–інформаційна грамотність" як одного із базових у сучасному суспільстві знань [10]. Можливості медіаосвітніх технологій спонукають до їхньої активної пропаганди і поширення в середовищі навчальних закладів різних профілів підготовки.

Сьогодні в соціальній мережі вже поширені **«педагогічні»** й **«науково–педагогічні»** блоги [1]. Серед них виділяють професійно–орієнтовані блоги «педагогічної» й «науково–педагогічної» блогодидактики, з яких поступово виокремлюються і поповнюються наповненням нові поняття: «інженерна» блогодидактика, «медична», «юридична», «економічна» тощо – залежно від професійних потреб споживача інформації.

Німецькі фахівці виділяють два взаємозв'язані між собою напрямки: 1. Суспільно–критична медійна педагогіка, яка має на меті зміну суспільства засобами ідеологічної критики; через здатність впливу на медіасистему; здатність використання альтернативних медій. 2. Політично–мотивована медійна педагогіка, яка ставить на меті боротьбу проти маніпуляцій за допомогою медій [6, с.278]. Нами ставиться задача привернути увагу освітнянського загалу до можливостей розвитку медіакомпетентності фахівців технічної галузі.

Поняття «Педагогічна блогодидактика» вперше з'явилося в мережі Фейсбук 4 грудня 2017 р., де було створено однойменну сторінку [<https://www.facebook.com/groups/157912791489994/>] для поширення передового досвіду педагогів–новаторів, котрі ведуть власні блоги.

В Україні напрям професійно–орієнтованої медіаосвіти у вищій школі, яка сприяє формуванню медіа– та інформаційної грамотності майбутніх фахівців, активно досліджується в рамках наукової школи Г.В.Онкович. На часі активізувати напрацювання з медіадидактики вищої школи (принагідно зазначимо, що німецькі вчені, наприклад, виокремили її як «Hochschuldidaktik»).

Оглянемо блогосферу в галузі «Нафтогазова інженерія». Декілька років назад у Фейсбучі з'явилися сторінки–блоги «Нафтогазова освіта» (https://www.facebook.com/groups/866495553505940/?multi_permaLinks=1032710503551110%2C1032176773604483¬if_id=1524010543948588¬if_t=group_activity&ref=notif) та «Освіта за спеціальністю "Нафтогазова інженерія та технології"» (https://www.facebook.com/groups/145315129579851/?hc_location=group). Ці блоги ініціативно засновані фахівцями нафтогазової галузі, яка активно розвивається в країні, сервери розташовані у новопромисловому Східно–Українському нафтогазовому регіоні.

Блог «Нафтогазова освіта» розпочав свою роботу у серпні 2017 року. Станом на жовтень 2019 року група нараховує 3500 учасників. «Нафтогазова

освіта» – інформаційний ресурс, що охоплює широкий спектр питань нафтогазового сектора економіки. Основні розділи сайту:

- Бурове обладнання
- Буровий інструмент
- Нафтогазове обладнання
- Спецтехніка для нафтовиків
- Пошук роботи в нафтогазових компаніях
- Підприємства нафтогазового комплексу
- Нафтосервісні компанії
- Новини нафтових і газових компаній
- Виставки та форуми нафтогазової галузі

Сторінка призначена для студентів і широкого кола працівників, зайнятих бурінням свердловин, видобутком нафти і газу.

Контент-аналіз блогу «Нафтогазова освіта» в часових рамках «літо–осінь 2019», що проведено на основі ряду динамічних кривих та гістограм (рис.1), показує очевидний прогрес проекту за показниками:

- кількість учасників (всього 3463, приріст за серпень–вересень 2019 р. 14%, у т.ч. за вересень – 5%);
- публікації за серпень–вересень 2019 р. – 156, приріст до попереднього періоду 2018 р. – 61%;
- активні учасники – 3272;
- публікації, коментарі та реакції порівняно рівномірно розподілені по днях тижня з певним посиленням інтересу у п'ятницю та понеділок; цікавим є початок «старту» інтересу до блогу за годинами доби – він «прокидається» вже о 5.00 ранку і не «заспокоюється» до 24.00, досягаючи максимуму близько 22.00;
- показники «коментарі» та «реакції» в блозі за серпень–вересень складають відповідно 368 і 9390, мають позитивну динаміку з піком на початку вересня, що, ймовірно, пов'язано з початком навчального року.

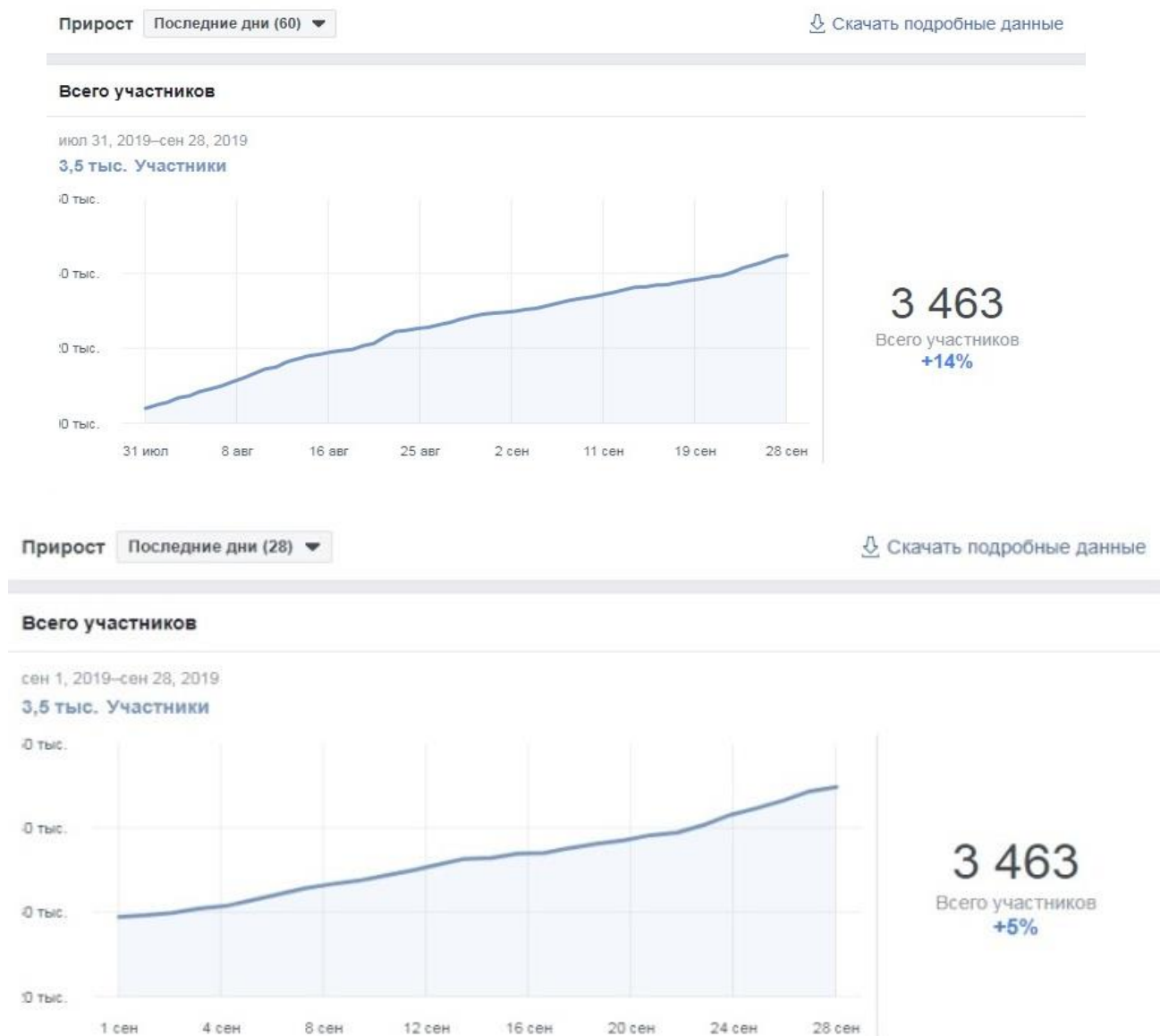


Рис. 1. Контент-аналіз блогу «Нафтогазова освіта» в часових рамках «літо–осінь 2019»

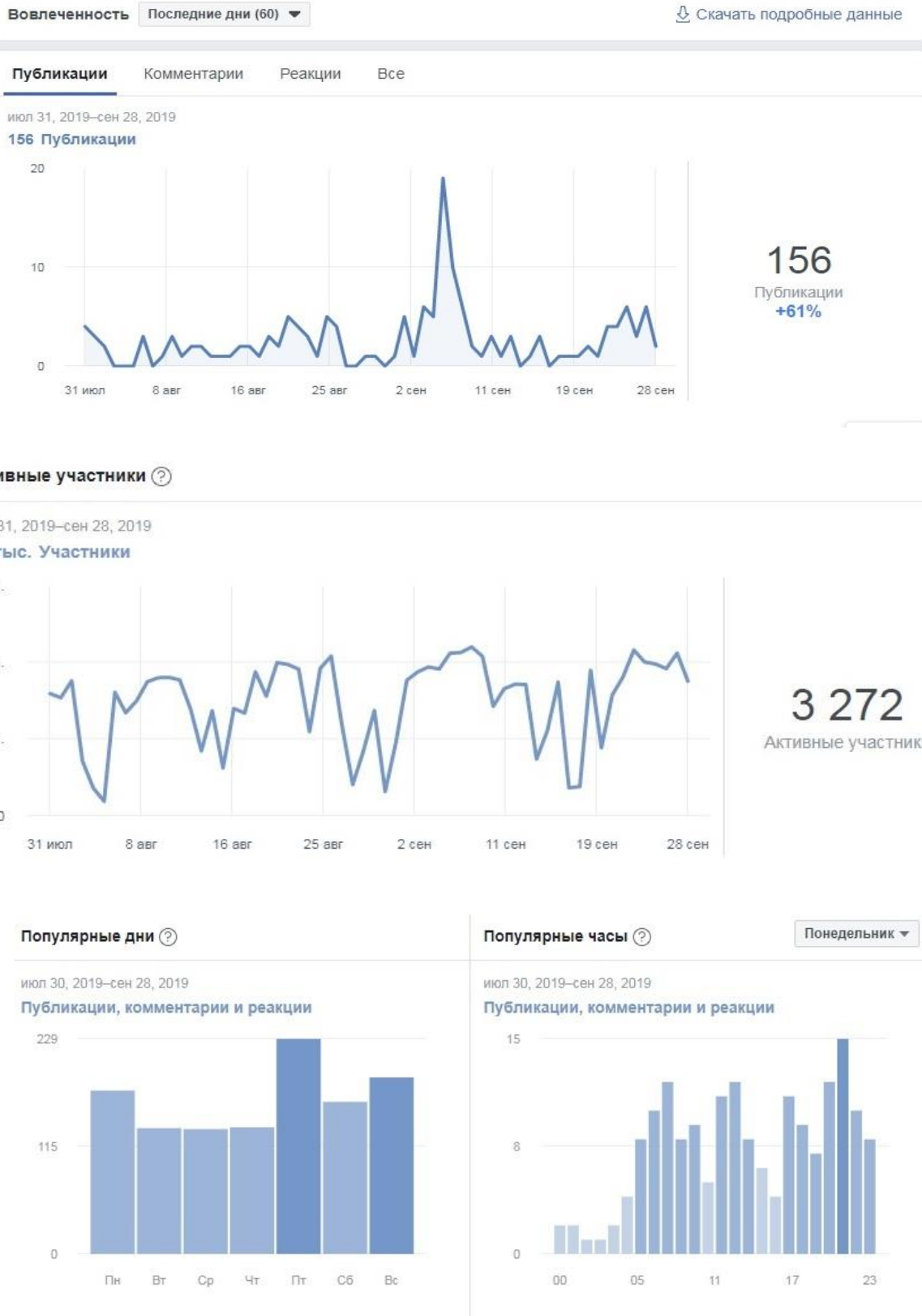


Рис. 1. Контент-аналіз блогу «Нафтогазова освіта» в часових рамах «літо–осінь 2019» (продовження)

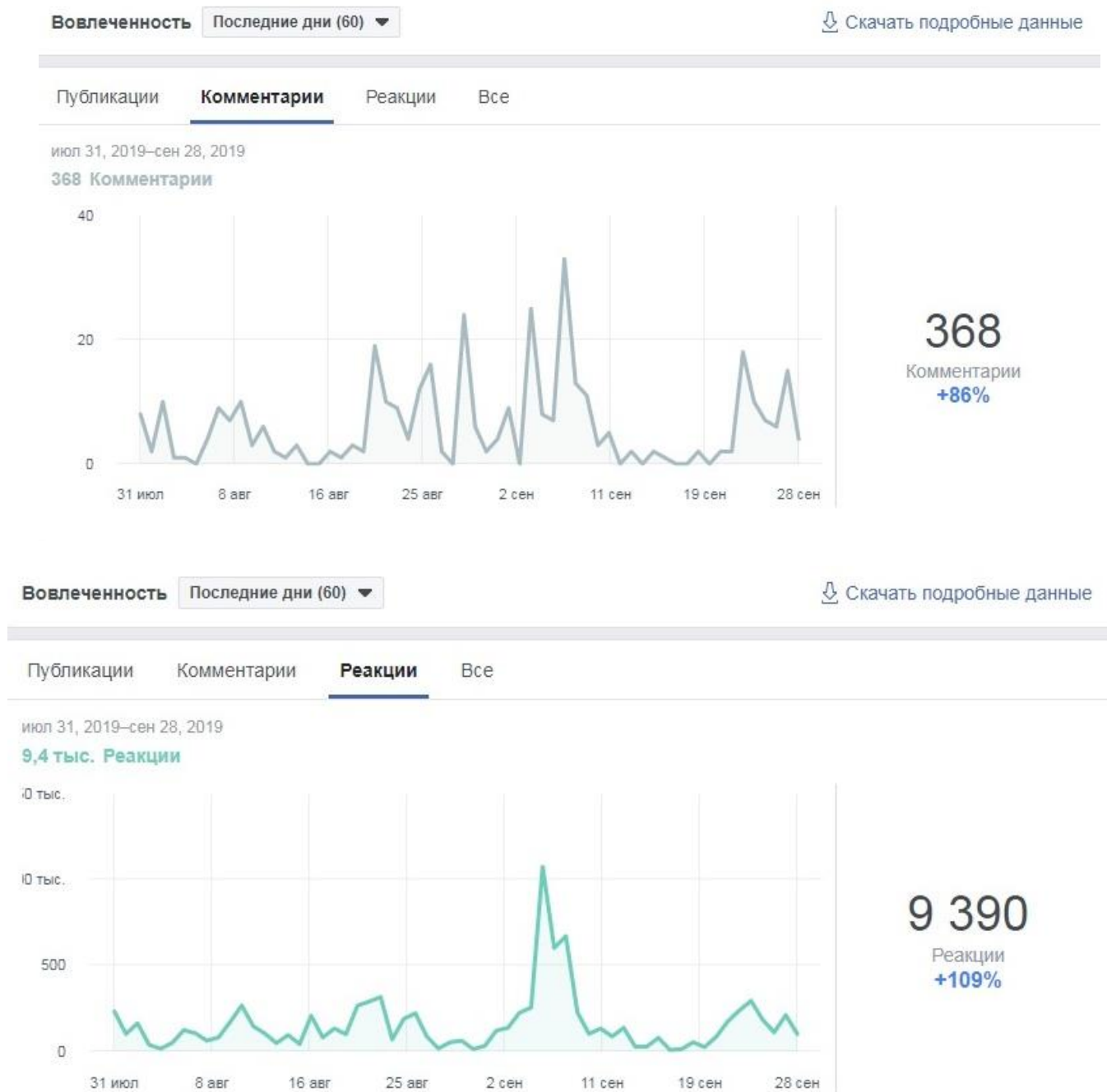


Рис. 1. Контент-аналіз блогу «Нафтогазова освіта» в часових рамах «літо-осінь 2019» (продовження)

Блог-сторінку «Освіта за спеціальністю "Нафтогазова інженерія та технології"» засновано навесні 2018 року. В пості-презентації наголошується: «Філософія цієї групи спрямована на популяризацію нафтогазової освіти в Україні». Адміністраторами групи стали відомі фахівці в цій галузі. Станом на листопад 2018 року група нараховувала 900 учасників. Контент-аналіз блогу «Освіта за спеціальністю "Нафтогазова інженерія та технології"» дає аналогічний з вищенаведеним для блогу «Нафтогазова освіта» результат. Варіативними є тільки окремі кількісні показники при загальній позитивній динаміці розвитку самого блогу та інтересу до сторінки з боку користувачів.

Наразі створення груп «Нафтогазова освіта» та «Освіта за спеціальністю "Нафтогазова інженерія та технології"» – приклад успішного застосування у вітчизняному медійному просторі медіаосвітніх технологій медіадидактики вищої школи, предметної медіаосвіти, зокрема мультимедіадидактики.

Прикладами успішного використання Інтернет-дидактики є й інші аналогічні майданчики на Фейсбук (Рис. 2): «Drillers Club Knowledge Box» (<https://www.facebook.com/groups/drillersclub/about/>), «Knowledge Box Training Center – KBTC» (<https://www.facebook.com/kbtc.mm/>). На цих сторінках подаються: повні тексти навчальних книг – підручників, посібників, курсів лекцій і практикумів, тексти довідників, словників, галузевих енциклопедій, а також монографій і значимих наукових статей. Тут же представлено трейлери навчальних фільмів і самі фільми, анімаційні ролики, які розкривають конструкцію, принцип функціонування пристроїв, показують протікання технологічних і природних процесів.



Oil and Gas International Group/Нафта і Газ Міжнародна група

Група для людей, хто так чи інакше пов'язаний з нафтогазовою галуззю. Група створена з метою обміну інформацією, свіжими новинами, спілкування, а також ознайомлення з новинками технологій в нафтопромислового індустрії. Налічує 818 учасників



Oil & Gas Engineering Group – група для людей, зацікавлених станом справ у нафтогазовій інженерії та технологіях. Її мета – обмін знаннями з нафтогазової інженерії та комунікація між фахівцями. Налічує 34880 учасників. Мови – англійська, арабська.



Сторінка «Бурове обладнання» – це об'єднання групи людей, що так чи інакше займаються розробкою нафтових та газових родовищ; (сюди входять нафтові компанії, сервісні компанії,

компанії–виробники бурових виробів, постачальники, покупці та ін.). Налічує 135 учасників. Мова – англійська.



Ця група призначена для професійної комунікації інженерів–нафтовиків з усього світу. Інформація може використовуватись для: – пошуку роботи, стажування; – для обміну статтями, книгами; – обговорення будь-яких тем, пов'язаних із нафтогазовою тематикою; – обміну будь-якими корисними посиланнями, що пов'язані з кар'єрою, тренінгами тощо. Налічує 28612 учасників.



На сайті цієї групи зазначено: Коли я підходив до бурових установок, у мене завжди виникали запитання, і я обмежувався спілкуванням з тими, з ким я працював. Із плином часу було створено цей сайт. Завдяки йому ми маємо миттєвий контакт з тими, хто більше ніж готовий допомогти. Цей сайт може висвітлювати все, що стосується техніки і технологій буріння свердловин, питання про майбутні роботи, питання, щодо яких ви маєте професійний інтерес – можливо, ви дізналися щось про насправді корисне, і хочете, щоб хлопці знали, "ніколи не роби так"! Налічує 37479 учасників.



«Нафтогазова інженерія» – це інженерна група, що стосується діяльності, пов'язаної з видобутком вуглеводнів – як сирої нафти, так і природного газу. Налічує 2996 учасників.

Рис. 2. Приклади блогів з нафтогазової тематики на Фейсбуці

При цьому широко застосовується технології кіно– та інтернет–дидактики: темпоральні ефекти – уповільнена та прискорена кінозйомки, мультиплікація у поєднанні з фаховими програмами,

що використовуються для моделювання природних і технічних об'єктів: SolidWorks, STATGRAPHICS Plus for Windows, 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.

Фейсбук забезпечує функції ведення на сторінках групи он-лайн дискусії та висвітлення поточних та планованих подій (круглих столів, конференцій, анонси пуску важливих об'єктів тощо). Крім того, чат (англ. chat — «розмова») — мережевий засіб для швидкого обміну текстовими повідомленнями між користувачами інтернету в режимі реального часу, зокрема, — через Скайп, дозволяє вести он-лайн лекції. Поширеності набувають онлайн-курси лекцій, зокрема, на платформах Khan Academy (khanacademy.org), Інтернет курси edX Гарвардського університету та Массачусетського технологічного інституту (edx.org), Coursera — виші Стенфорда, Принстона, Мічиганський та Пенсильванський університети (coursera.org), проєкт Prometheus (КНУ ім. Шевченко, КПІ та Києво-Могилянська Академія, Львівська ІТ-школа) та ін.

Зауважимо принагідно, що між названими вітчизняними інструментами «Освіта за спеціальністю "Нафтогазова інженерія та технології"» та «Нафтогазова освіта» й міжнародним аналогом «Drillers Club Knowledge Vox» існує різниця в тематичному наповненні. Вітчизняні сторінки мають інтегративний характер і охоплюють практично весь спектр дисциплін спеціальності 185 "Нафтогазова інженерія та технології", а саме: нафтогазову геологію, спорудження свердловин (буріння, цементування, експлуатація, ремонт тощо), первинну переробку видобутого свердловинним способом флюїду (нафта, конденсат, природний газ) на промислах, транспорт нафти і нафтопродуктів, природного газу та їх переробку на нафтопереробних і газопереробних підприємствах. При цьому охоплюється весь набір названих технологій і технічних засобів для їх здійснення включно із засобами контролю, автоматизації та диспетчеризації, моделювання об'єктів.

Особлива увага приділяється новітнім технологіям галузі нафтогазовидобування і транспортування вуглеводнів: снабінгу (робота під тиском), колтубінгу (робити на свердловинах з використанням гнучкої колони труб), верхній привод бурових свердловин, пігінг (очистка трубопроводів зсередини), горизонтальне буріння свердловин, добування газу і нафти на шельфі та глибоководні гірничі технології, новітні способи інтенсифікації видобування вуглеводнів, зокрема, різні види заводнення, кислотних обробок, гідравлічний розрив пласта тощо. Крім того, споживач інформації знайомиться з новими дослідженнями щодо геології нафти і газу, слідкує за розвитком дискусії стосовно їх абіогенного походження та освоєння нетрадиційних вуглеводнів — метанових гідратів в

океанах і морях, нафтових пісків (Альберта, Канада), сланцевого газу і нафти тощо. Всі ці теми викликають колосальну зацікавленість і студентів, і науковців, і споживачів, оскільки саме вони вирішують долю майбутнього енергетичного забезпечення людства.

Міжнародна сторінка «Drillers Club Knowledge Vox», яку засновано 21 вересня 2016 р. (кількість учасників — понад 37 тис. чол.), має чітко виражений спеціалізований вузько-направлений характер — вона стосується тільки спорудження свердловин. При цьому особлива увага звертається на техніку і технології їхнього буріння. У презентації групи, зокрема, зазначається: «*Тепер із цим сайтом ми маємо миттєвий контакт з тими, хто більше ніж готовий допомогти*». Можливо, у майбутньому така спеціалізація відбудеться і у вітчизняному освітянському інтернет-просторі.

Доцільно зазначити, що поява інформаційно-навчальних ресурсів на сторінках ФБ стала можливою завдяки наявності ресурсно-інформаційної бази на Вікіпедії, Ютуб, в он-лайн бібліотеках (українські приклади — «Всеукраїнська експертна мережа» <http://ukrtechlibrary.wordpress.com/>, <http://www.experts.in.ua>, <http://ruthenia.info>, Українська технічна література), репозитаріям вишів. У такий спосіб професорсько-викладацький склад навчальних закладів України приєднується до розвитку професійно-орієнтованої медіаосвіти, сприяє розвитку медіадидактики вищої школи.

Висновки. Аналіз наявних досліджень із використання професійно-орієнтованих медіаджерел у вищій школі засвідчив значний інтерес до цього процесу. Медіаосвітні технології успішно використовуються у вищій школі. Віртуальні медіаосвітні джерела приваблюють і тих, хто навчає, і тих, хто навчається, і тих, хто працює в промисловості, оскільки сприяють розвитку особистості, професійних знань і умінь. На прикладі підготовки спеціалістів для нафтогазової сфери висвітлюються прийоми і методи використання інженерної блогодидактики в освітньому процесі з метою розвитку медіакомпетентності фахівців. Автори аналізують використання соціальної мережі «Фейсбук» як засобу для впровадження інженерної блогодидактики у навчальний процес вищої технічної школи. Докладно розглядається вітчизняний і зарубіжний досвід створення і розвитку освітньо-інформаційних блогів зі спеціальності «Нафтогазова інженерія».

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Білецький, В. С., Онкович, Г. В., Онкович, А. Д. Нове в медіаосвіті: науково-педагогічна блогодидактика // Івано-Франківськ : Прикарпатський вісник НТШ. Слово. — 2018. — № 4(48). — С.380–391. ISSN 2304–7402.

2. Блогодидактика на уроках // Інформаційний збірник для директора школи та завідувача дитячого садка, 2018. – № 8.

3. Лашук Н.М. Медіакомпетентність. Технології та стратегії : навч. посіб. для студ. спец.075 – Маркетинг / Н.М.Лашук. – Чернігів : ЧНТУ, 2017. – 118 с.

4. Медіадидактика вищої школи: програми спецкурсів / за науковою редакцією д. пед. н., проф. Г. В. Онкович // Г. В. Онкович, К. Є. Балабанова, І. Ю. Гуріненко, Н. М. Духаніна, А. Д. Онкович, І. А. Сахневич, О. К. Янишин. – К.: Логос, 2013. – 195 с.

5. Медіакомпетентність фахівця : кол. монографія / Г. В. Онкович, Ю. М. Горун, В. О. Кравчук, Н. О. Литвин, І. В. Костюхіна, К. А. Нагорна; за наук. ред. Г. В. Онкович; НАПН України, Ін-т вищ. освіти. – Київ: Логос, 2013. – 286 с.

6. Робак В.. До питання про розвиток медіапедагогіки у Німеччині / Робак Володимир // Другий український педагогічний конгрес: Збірник матеріалів конгресу. – Львів: ТзОВ Камула, 2006. – С.275 – 286.

7. Онкович Г.В. Професійно-орієнтовані авторські сторінки в соціальній мережі як спосіб підвищення фахової самоосвіти // Новітні технології у викладанні мов іноземним студентам: матеріали семінару. – Харків, ХНАДУ, 2018. – С. 187 – 192.

8. Онкович Г. Професійно-орієнтована медіаосвіта у вищій школі // Вища освіта України. – 2014. – № 2. – С. 80 – 87.

9. Онкович Г.В. Медіадидактика вищої школи: український досвід // Вища освіта України: теорет. та наук.-метод. часоп. – Київ, 2013. – № 1. – С. 23–29.

10. Онкович А.В., Онкович А.Д. Медіа- і інформаційна грамотність как зонтичное понятие обучающей среды // Профессионализм педагога: сущность, содержание, перспективы развития. – М. : МАНПО ; Ярославль : Ремдер, 2014. – С. 328–332.

11. Онкович Г.В. Новітні терміни медіаосвіти та медіадидактики // Лінгвістика. Лінгвокультурологія. Кроскультурна і міжкультурно комунікація: проблеми, питання, рішення. – Дніпро, ДНУ ім.Олеса Гончара, 2018. – № 12. – Частина 2. – С.277–291.

12. Соскін О.В. Інвестиції в людський розвиток в умовах глобальної трансформації: Навч. посібник / Соскін О.В., Воронкова В.Г., Ажажа М.М. – Львів: Магнолія, 2006, 2011. – 602 с.

13. Huber, L. Hochschuldidaktik als Theorie der Bildung und Ausbildung / Ludwig Huber // In: Dieter Lenzen (Hrsg.): Enzyklopädie Erziehungswissenschaft. Ausbildung und Sozialisation in der Hochschule. Band 10. – Klett, Stuttgart / Dresden, 1995. – S. 114–138.

14. Knowledge Box Training Center – KBTC (спільнота). Електронний ресурс. Режим доступу: <https://www.facebook.com/kbtc.mm/>.

15. Drillers Club Knowledge Box (блог). Електронний ресурс. Режим доступу: <https://www.facebook.com/groups/drillersclub/about/>

16. Нафтогазова освіта (група). Електронний ресурс. Режим доступу: https://www.facebook.com/groups/866495553505940/?ref=br_rs

17. Освіта за спеціальністю "Нафтогазова інженерія та технології". Електронний ресурс. Режим доступу: <https://www.facebook.com/groups/145315129579851/about/>

18. Ганна Онкович, Володимир Білецький, Артем Онкович, Микола Ткаченко. Нове у вищій освіті: інженерна блогдидактика // Вища школа, 2019. № 1 (174). – С.26 – 33.

19. Volodymyr Biletsky, Hanna Onkovych, Olha Yanyshyn. Media Education Technologies in Developing Students' Professional Competence// Tbilisi, Georgia: Publishing House "UNIVERSAL" / WEST-EAST: Scientific Journal. – 2019. Vol 2(2), № 1 (October, 2019)./ – С.110 – 114.

20. Biletsky Volodymyr, Onkovych Anna, Yanyshyn Olha. Media Education Technologies in Developing Students' Professional Competence // The Sixth European Conference on Information Literacy (ECIL)/ September, 2018. Abstracts. Editors: Sonja Špiranec, Serap Kurbanoğlu, Joumana Boustany, Esther Grassian, Diane Mizrachi, Loriene Roy, Denis Kos Publisher: Information Literacy Association (InLitAs) / <http://ecil2018.ilconf.org/wp-content/uploads/sites/6/2017/09/>. – P.165.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Проаналізувати наявний зарубіжний і вітчизняний досвід техніко–технологічної блогодидактики у нафтогазовій інженерії на прикладі ресурсу Фейсбук; розглянути застосовувані технології, тематичне наповнення блогів, котрі використовуються у медіадидактиці вищої школи. Запропонувати деякі ефективні прийоми і методи використання інженерної блогодидактики у фаховій підготовці спеціалістів нафтогазової справи.

Методика. Огляд, контент–аналіз фахових блогів у ресурсі Фейсбук.

Результати. На прикладі підготовки спеціалістів для нафтогазової сфери висвітлено прийоми і методи використання інженерної блогодидактики, зокрема, Фейсбуку, в освітньому процесі з метою розвитку медіакомпетентності фахівців.

Наукова новизна. Введено в науковий обіг інформацію про досвід застосування фахових блогів з нафтогазової справи у соціальній мережі. Виконано порівняльний аналіз зарубіжних і вітчизняних практик створення інформаційно–освітніх блогів із нафтогазової інженерії. З опертям на контент–аналіз, представлено ефективність вітчизняних блогів з нафтогазової освіти.

Практична значимість. Подано конкретну інформацію з практики створення і застосування фахових блогів нафтогазового спрямування у Фейсбук. Показано можливості отримання актуальної інформації, її якісного і кількісного наповнення в зазначених блогах. Це створює передумови для окреслення меж фокус–груп зацікавлених користувачів та перспектив розвитку блогодидактики вищої школи в нафтогазовій сфері.

Ключові слова: соціальна мережа; Фейсбук; блог; освітній простір; медіаосвітня технологія; медіадидактика; професійно–орієнтована медіаосвіта; педагогічна блогодидактика; інженерна блогодидактика; нафтогазова інженерія.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цели. Проанализировать имеющийся зарубежный и отечественный опыт технико–технологической блогодидактики в нефтегазовой инженерии на примере ресурса Фейсбук; рассмотреть применяемые технологии, тематическое наполнение блогов, которые используются в медіадидактиці высшей школы. Предложить некоторые эффективные приемы и методы использования инженерной блогодидактики в профессиональной подготовке специалистов нефтегазового дела.

Методика. Обзор, контент–анализ профессиональных блогов в ресурсе Фейсбук.

Результаты. На примере подготовки специалистов для нефтегазовой сферы освещены приемы и методы использования инженерной блогодидактики, в частности, в Фейсбуке, в образовательном процессе с целью развития медіакомпетентності специалистов.

Научная новизна. Введено в научный оборот информацию об опыте применения профессиональных блогов с нефтегазового дела в социальной сети. Выполнен сравнительный анализ зарубежных и отечественных практик создания информационно–образовательных блогов с нефтегазовой инженерии. С опорой на контент–анализ, представлена эффективность отечественных блогов с нефтегазового образования.

Практическая значимость. Подано конкретную информацию из практики создания и применения профессиональных блогов нефтегазового направления в Фейсбук. Показаны возможности получения актуальной информации, ее качественного и количественного наполнения в указанных блогах. Это создает предпосылки для очерчивания границ фокус–групп заинтересованных пользователей и перспектив развития блогодидактики высшей школы в нефтегазовой сфере.

Ключевые слова: социальная сеть; Фейсбук; блог; образовательное пространство; медиаобразовательная технология; медіадидактика; профессионально–ориентированное медиаобразование; педагогическая блогодидактика; инженерная блогодидактика; нефтегазовая инженерия.

ABOUT AUTHORS

В.С.Білецький, доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», E–mail: ukcdb@i.ua

Г.В.Онкович, доктор педагогічних наук, професор, Київський медичний університет,
E–mail: onkan@ukr.net

М.В.Ткаченко, асистент, Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»,
E–mail: ongp1@ukr.net



УДК 622.248.5

ANALYSIS OF METHODS OF LIQUIDATION OF OPEN GAS AND OIL FOUNTAINS

¹ D.V.RYMCHUK, ² V.S.TSYBULKO

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

² SK «Region»

* e-mail: Anastasia.kushch@ukr.net

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ЛІКВІДАЦІЇ ВІДКРИТИХ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ФОНТАНІВ

¹ Д.В.Римчук, ² В.С.Цибулько

¹ Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

² СК «Регіон»

* e-mail: Anastasia.kushch@ukr.net

ABSTRACT

Purpose. The article comprehensively considers the types, causes and methods of liquidation of open fountains.

Methods. A literary review of known technical solutions for the elimination of open fountains. All methods of liquidation of open gas and oil fountains are analyzed. **Findings.** The principles of estimation of efficiency of machines on cost of a life cycle are offered in the work.

Originality. the article informs specialists of the oil and gas industry with the methods of elimination of gas and oil fountains.

Practical implications. the scheme of the gushing well, which shows the path of the gushing fluid at different conditions of the mouth. Classification of open gas and oil fountains is carried out

Practical implications. Strategies for the elimination of open gas and oil fountains are presented

Keywords: open fountain, method, directional well, mouth, sealing, jamming, siege column, packer, бурilni pipe, fluid, underground nuclear explosion.

Постановка проблеми у загальному вигляді. Відкритий фонтан – це безперервне, некероване і неконтрольоване витікання із свердловини пластового флюїду через відсутність, втрату герметичності або руйнування гирлового обладнання, а також внаслідок негерметичності або руйнування обсадних колон.

Схема фонтануючої свердловини показана на рис.1.

Відкриті фонтани – складні аварії, що часто набувають характеру стихійного лиха і потребують для ліквідації великих матеріальних витрат, надлюдських зусиль; ускладнюють діяльність бурових, газонафтовидобувних підприємств, а також промислових, сільськогосподарських господарств, населених пунктів, що розташовані поблизу місця виникнення.

Важливим є те, що під час аварійних ситуацій відбувається катастрофічне забруднення приземного шару атмосфери, у довкілля потрапляють шкідливі речовини (оксиди азоту NO_4 ксид вуглецю CO , неметанові леткі органічні сполуки), зокрема парникові гази (діоксид вуглецю CO_2 , метан CH_4 , оксид азоту (I) N_2O).

Особливо великої шкоди завдають фонтани, що вміщують у фонтануючому струмені сірководень (H_2S). Сірководень – сильний нервовопаралітичний газ із запахом тухлих яєць. Але при концентрації 200 мл/м^3 , і вище запах уже не відчувається. При концентрації більше 1000 мл/м^3 миттєво настає смерть від запинки дихання. Густина сірководню за повітрям 1,19. А це означає, що пасмурну безвітряну погоду сірководень може накопичуватись у низинах, ярах і компактно переміщуватись в бік населених пунктів або виробничих об'єктів.

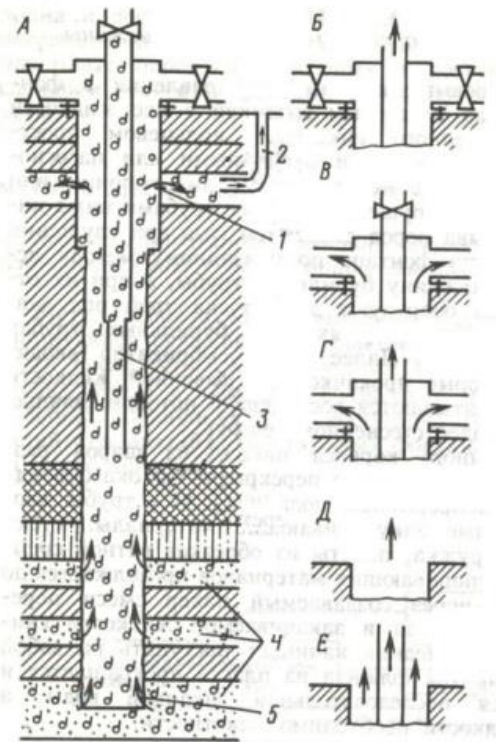


Рис 1. Схема фонтануючої свердловини (стрілками показані шляхи руху фонтануючого флюїду при різному стані гирла)

1 – пошкодження обсадної колони; 2 – водяна або структурна свердловини; 3 – бурильні (насосно-компресорні) труби; 4 – продуктивні горизонти; 5 – аварійна свердловина.

А – гирло герметичне, пошкоджена обсадна колона, фонтанування відбувається через водяну або структурну свердловину;

Б – фонтанування через трубний простір обсадних, бурильних або насосно-компресорних труб, затрубний простір герметизований;

В – свердловина фонтанує через маніфольди затрубного простору, трубний простір герметизований.

Г – свердловина фонтанує через трубний і затрубний простір;

Д – свердловина фонтанує в атмосферу при відсутності внутрішньої колони труб;

Е – фонтанування в атмосферу через трубний та затрубний простір при відсутності гирлового обладнання.

Мета та задачі досліджень. Основною метою статті є ознайомлення спеціалістів нафтогазової галузі з методами ліквідації газових і нафтових фонтанів. Задачі досліджень:

- класифікація відкритих газових та нафтових фонтанів;
- аналіз методів ліквідації відкритих газових та нафтових фонтанів;
- стратегія вибору ліквідації відкритих газових та нафтових фонтанів.

Виклад основного матеріалу.

Відкриті фонтани виникають у процесі буріння (рис.2), капітального ремонту (рис.3) та експлуатації свердловини (рис.4).



Рис. 2. Відкриті фонтани у процесі буріння свердловини



Рис. 3. Відкритий фонтан при капітальному ремонті



Рис. 4. Відкритий фонтан при експлуатації свердловини

Причини виникнення фонтанів можуть бути як пов'язані з виробничим процесом: геологічні, технологічні, технічні та організаційні, так і не пов'язані з виробництвом, що виникли внаслідок бойових дій або несанкціонованої розгерметизації гірлового обладнання з метою крадіжок конденсату.

У залежності від виду флюїду, що викидається із свердловини фонтани поділяються на газові, нафтові та водяні. Часто в процесі відкритого фонтанування свердловина викидає суміш флюїдів. У таких випадках фонтани класифікуються за характеристиками компонентів сумішей, що викидаються: газонафтові, газоводяні, газоконденсатні, водонафтові і т.д.

За дебітами газові фонтани умовно поділяються на слабкі – з дебітом газу 0,1–1 млн м³/добу, середні – 1–5 млн м³/добу, потужні – 5–10 млн м³/добу, надпотужні – більше 10 млн м³/добу. При кВаліфікації нафтових фонтанів прийнято рахувати, що 1 т нафти еквівалентна 1000 м³ газу.

За конфігурацією струменя фонтани поділяють на компактні, розщеплені (розгалужені) та комбіновані. Компактний струмінь фонтану утворюється при фонтануванні через відкрите гирло. Розщеплений струмінь утворюється при витіканні флюїду через негерметичності фонтанної арматури або проти викидного обладнання, а також із гирла свердловини, заваленого буровим обладнанням і елементами вежі.

Комбінований струмінь фонтану складається із розжиленої (розщепленої) складової та компактного струменя.

За числом одночасно працюючих свердловин фонтани поділяють на одиничні та групові. Групові фонтани виникають при кушовій розробці родовищ в умовах морських нафтових і газових промислів, заболоченій місцевості, тощо, коли на порівняно невеликій ділянці розташовують декілька свердловин.

За ступенем складності робіт з ліквідації відкритого фонтанування фонтани можна розділити на три групи: неускладнені, ускладнені та особливо складні. До неускладнених відносяться всі категорії відкритих фонтанів, у котрих є база для ліквідації фонтана – неушкоджена обсадна колона і доступне гирло.

До ускладнених відносяться фонтани з негерметичною обсадною колоною (при цьому виникають міжпластові перетоки, грифони) і доступне гирло. До особливо складних відносяться фонтани з недоступним гирлом (грифон на гирлі).

Ліквідація відкритих фонтанів шляхом герметизації гирла свердловини з подальшим глушінням рідиною.

Метод оснований на перевищенні вибірного тиску у фонтануючій свердловині над пластовим шляхом закачування рідини після герметизації гирла. Застосовується він тільки в тому випадку, коли у свердловину спущена, зацементована та випробувана на герметичність обсадна колона і доступне гирло. Порядок проведення операцій при ліквідації відкритих фонтанів цим методом показаний на рис. 5.

Однак, слід зауважити, що всі роботи з ліквідації відкритого фонтана, при якому із свердловини у складі флюїду виноситься сірководень, слід проводити тільки при палаючому струмені, з метою зменшення території ураженої продуктами фонтанування. Так успішно було проведено роботи з ліквідації сірководневих фонтанів на свердловинах 37 Тенгіз, 423 Карачачанка (Казахстан) та 3 Омар (Туркменія). При ліквідації цих фонтанів наведення противикидного обладнання на гирло фонтануючої свердловини при палаючому струмені проводилося як за допомогою гідронатягувача так і за допомогою канатної оснастки.

При ліквідації відкритих фонтанів, у свердловинах, що розташовані на шельфах морів, база для наведення противикидного обладнання може знаходитись на дні моря (свердловина 2 Обручево, Україна), на морській стаціонарній платформі (свердловина 36 Голіцина, Україна) та у проміжному підводному положенні між поверхнею води і дном. (Мексиканська затока)



Рис. 5. Порядок проведення операцій при ліквідації відкритих фонтанів шляхом герметизації гирла свердловини з подальшим глушінням рідиною.

Ліквідація відкритих фонтанів і перетоків газу шляхом створення штучного пакера в стовбурі свердловини.

Метод оснований на перевищенні вибірного тиску у фонтануючій свердловині над пластовим шляхом

закачування рідини після створення штучного пакера в кільцевому просторі між обсадною колоною і бурильними або насосно-компресорними трубами нижче місця пошкодження колони або між стінками свердловини і спущеними трубами нижче інтервалу можливого розриву порід тиском, створеним при глушінні свердловини. Для ліквідації фонтана за вказаним методом використовують спущені в свердловину бурильні труби, а при їх відсутності гирло свердловини облаштовують для спуску труб під тиском і на насосно-компресорних або бурильних трубах спускають пакерну решітку. Далі через лубрикатор вводять алюмінієві кулі, котрі прокачуються промивальною рідиною, виносяться із труб, підхоплюються висхідним потоком флюїду та заклинюються в найбільш стисненому поперечному перетині.

Після створення міцного каркасу пакера із алюмінієвих куль різного діаметру для забезпечення повного перекриття потоку флюїду через лубрикатор при безперервній подачі промивальної рідини в труби вводяться різні інертні закупорюючі матеріали: лоскутки гуми, алюмінієва стружка, пакети із обрізків ватного спецодягу, тощо. Намивання закупорюючих матеріалів продовжується до повного припинення перетікання суміші із флюїду і рідини, що закачується, через створюваний пакер. Після цього у свердловину закачується промивальна рідина необхідної густини. З метою попередження нових пошкоджень колони або розривів порід при прямому закачуванні, при необхідності, за допомогою снабінгової або колтубінгової установки у свердловину спускають труби, що вільно проходять через трубний простір попередньої колони, і проводять заміщення пластового флюїду промивальною рідиною необхідної густини.

Ліквідація відкритих фонтанів методом закачування рідин в стовбур аварійної свердловини на розрахунковому режимі.

Цей метод застосовується у тих випадках коли гирло свердловини не може бути загерметизовано із різних причин (порушено або недостатньо міцне кріплення свердловини, а тому існує імовірність виникнення грифонів при герметизації). Ліквідація відкритих фонтанів цим способом здійснюється закачуванням рідини глушіння в потік фонтануючого флюїду як через труби, що є у свердловині, так і через спеціально спущені для виконання цієї операції, а також через похило спрямовані свердловини, що з'єднані з фонтануючою. Похило спрямовані свердловини зазвичай з'єднуються з аварійною через тріщину гідророзриву, що утворюється в непроникному пропластку. Темп закачування і необхідний при цьому об'єм рідини закачування є важливими параметрами для правильного вибору наземного насосного обладнання, запасу рідини та проектування конструкції похило спрямованих свердловин.

Методика визначення основних характеристик газових фонтанів і вибору необхідних даних для

проведення розрахунків режимів їх глушіння шляхом закачування рідини в стовбур аварійної свердловини найбільш повно вивчені у ВНДІгаз та викладені у вигляді спеціальних методичних документів, беруться до уваги при проведенні робіт з ліквідації аварій.

Ліквідація відкритих фонтанів відведенням газу в похило спрямовані свердловини.

Цей метод застосовується тільки у тому випадку коли на гирлі фонтануючої свердловини утворився великий кратер, заповнений рідкою пульпою, а стовбури спеціально пробурених похило спрямованих свердловин надійно з'єднані зі стовбуром фонтануючої свердловини вище продуктивного пласта, з якого йде фонтанування. Метод базується на заповненні стовбура фонтануючої рідини свердловини пульпою із кратера при випусканні газу із похило спрямованих свердловин. Газ випускається із похило спрямованих свердловин при мінімально можливому протитиску на гирлі в атмосфері.

Ліквідація відкритих фонтанів інтенсивним вилученням газу через похило спрямовані свердловини із привибійної зони фонтануючої свердловини.

Тиск на вибої фонтануючої свердловини залежить від інтенсивності вилучення газу, зменшуючись із збільшенням останньої. Таким чином, при інтенсивному вилученні газу із привибійної зони аварійної свердловини через спеціально пробурені похило спрямовані свердловини можна створити глибоку лійку депресії і за рахунок цього знизити вибійний тиск до таких величин, при котрих рідина із кратера проникне в стовбур фонтануючої свердловини і заглушить фонтан.

Цей метод оснований на перехопленні потоку газу, що притікає до вибою аварійної свердловини. Для цього необхідно пробурити ряд похило спрямованих свердловин, розмістивши їх вибої в продуктивному горизонті навколо ствола аварійної свердловини. Оптимальне число похило спрямованих свердловин і відстані їх вибоїв від аварійного стовбура визначаються на підставі газодинамічних розрахунків з урахуванням максимально можливих дебітів похило спрямованих свердловин і розподілу пластового тиску в межах лійки депресії.

Ліквідація відкритих фонтанів методом заводнення газового пласта.

Метод оснований на зниженні притоку газу до вибою фонтануючої свердловини в результаті збільшення опору в продуктивному горизонті при введенні в нього рідини. При подачі води в пласт по кільцю, в центрі котрого знаходиться фонтануюча свердловина, з визначеними витратами, дебіт газу може скоротитися аж до повного припинення фонтанування. Цьому сприяє збільшення вибійного тиску за рахунок потрапляння в стовбур свердловини

води, що нагнітається в пласт. Закачування великої кількості води в продуктивний горизонт приводить до заводнення цілих ділянок і витіснення газу від вибою фонтануючої свердловини. Для здійснення цього методу необхідно пробурити ряд похило спрямованих свердловин для подачі води в продуктивний горизонт, що живить фонтан. Число свердловин, їхнє розташування, необхідний об'єм води та оптимальний режим її закачування визначаються гідродинамічними розрахунками.

Цей метод ефективний за умови, що потужність газового пласта невелика.

Ліквідація відкритих фонтанів за допомогою підземних ядерних вибухів.

Метод оснований на використанні підземних ядерних вибухів для ліквідації потужних фонтанів шляхом деформації гірського масиву. В результаті підземного ядерного вибуху відбувається обвал і ущільнення гірських порід, руйнування аварійного стовбура свердловини на значному інтервалі, що вимірюється сотнями метрів. Внаслідок обвалів стінок свердловини і зміщення гірського масиву в стовбурі утворюється пробка, що перекриває шлях виходу потоку флюїду на поверхню землі. Метод ліквідації аварійних свердловин підземними ядерними вибухами має ряд переваг перед іншими широковідомими методами ліквідації фонтанів: незалежність від дебіту, пластового тиску і швидкості витікання флюїду через гирло свердловини, відсутність небезпеки на гирлі для працюючого персоналу, для проведення вибуху достатньо пробурити тільки одну похило спрямовану свердловину.

Після ліквідації відкритого фонтана за допомогою підземного ядерного вибуху необхідно вжити додаткових заходів, щоб флюїд із аварійної свердловини не проник на поверхню землі. Для цього необхідно у стовбурі свердловини вище місця деформації колон установити цементні мости, а по периметру на певній відстані від гирла пробурити спостережно-розвантажувальні свердловини.

Цей метод був успішно використаний при ліквідації двох відкритих фонтанів у Узбекистані на Уртабульцькому (у [1] свердловина № 1П Піонерського родовища) та Памуцькому (у [1] свердловина №2 Молодіжного родовища) газоконденсатних родовищ та неуспішно при ліквідуванні відкритого фонтана на Хрестищенському газоконденсатному родовищі (Україна).

До вибору цього методу для ліквідації фонтана на свердловині 1П підійшли виважено, враховуючи, що свердловина фонтанує флюїдом, котрий містить 4,5% об'ємних сірководню. Не дали результату дії на аварійну свердловину із стовбурів спеціально пробурених похило-спрямованих свердловин 10,15, 15а, 15б, 15в, 15г, 15д, 15е, 15ж, 16, 17, 17а, 17б у тому числі вибухом заряду хімічних вибухових матеріалів.

Після неуспішного використання ядерного вибуху на свердловині Хрестищенського ГКР фонтан було

ліквідовано методом герметизації гирла з подальшим глушінням рідиною.

Своєчасний вибір правильного методу ліквідації відкритого фонтана визначає успішність і безпеку робіт, а також скорочення часу та засобів на його ліквідацію. Правильна оцінка ситуації, що виникла у свердловині та на території навколо неї, і визначення шляхів ліквідації фонтана та його наслідків є найбільш відповідальною частиною процесу ліквідації аварії. При цьому однаково неприпустимі як поспішність, паніка і прийняття недостатньо обґрунтованих рішень, та і умисне затягування часу з організації та виконання робіт з ліквідування аварії.

Інколи необхідно передбачати використання декількох методів ліквідації фонтана і одночасно проводити підготовчі роботи до їх застосування. Так, наприклад, при ліквідації відкритого фонтана та перетоків газу шляхом створення штучного пакера в стовбурі свердловини необхідно проводити також буріння похило-спрямованих свердловин для закачування рідин глушіння або інтенсивного вилучення газу. Якщо основний метод дасть позитивний результат, тоді похилоспрямовані свердловини, перепрофільовуються у експлуатації.

Висновки:

1. Вибір методу та складання оперативного плану з ліквідації відкритого фонтана повинен здійснити штаб з ліквідації аварії після глибокого аналізу геологічних, технологічних та організаційних обставин виникнення, стану розробки родовища, безпеки промислових і сільськогосподарських об'єктів та населених пунктів, що знаходяться поблизу. Штаб повинен керувати роботами з ліквідування відкритого фонтана і нести повну відповідальність за результати роботи та наслідки.

2. Метод ліквідації фонтана повинен бути надійним, швидко здійснюваним, безпечним для людей, не завдавати шкоди промисловим сільськогосподарським об'єктам, населеним пунктам і довкіллю.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Игревский В.Н. Предупреждение и ликвидация нефтяных и газовых фонтанов. [текст]/ Игревский В.Н., Манчусhev К.Н. – М.: Недра. – 1974.
2. Малеванский В.Д. Гидродинамические расчеты режимов глушения фонтанов в нефтяных и газовых скважинах. [текст] / Малеванский В.Д., Шеберетов Е.В. – М.: Недра. – 1990.
3. Радковский В.Р. Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов [текст] / Радковский В.Р., Римчук Д.В., Ленкевич Ю.Е., Блохин О.А. – М.: Недра. – 1996.
4. Логанов Ю.Д. Открытые фонтаны и борьба с ними. [текст]/ Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. – М.: Недра. – 1991.
5. Башарин Ю.Н. Предупреждение и ликвидация флюидопроявлений и открытых фонтанов при строительстве, эксплуатации, ремонте нефтяных и га-

зових скважин. – Гомель: ЧУП ЦНТУ «Развитие». – 2007.

6. Сайт Южно-Российской противодонной части URL: <http://urpvh.ru/> (звернення 13.08.2019)

7. Окончание операции по глушению открытых фонтанов в Кувейте. *Экспресс-информ. Нефтепромысловое дело. 1993. Вып. 1. С. 33 – 40.*

8. Kuwait on Fire – 25 year anniversary. URL:<http://www.safetyboss.com/2016/01/11/kuwait-on-fire-25-year-anniversary/> (дата звернення 13.08.2019)

9. History of Halliburton. URL:<http://www.halliburton.com/en-US/ps/production-solutions/history-of-halliburton.page> (дата звернення 13.08.19)

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. У статті комплексно розглянуто види, причини та методи ліквідації відкритих фонтанів.

Методика. Літературний огляд відомих технічних рішень при ліквідації відкритих фонтанів. Проаналізовано всі методи ліквідації відкритих газових та нафтових фонтанів.

Результати. Стаття знайомить спеціалістів нафтогазової галузі з методами ліквідації газових і нафтових фонтанів.

Практична значимість. Наведена схема фонтануючої свердловини, на котрій показані шляхи руху фонтануючого флюїду при різному стані гирла. Запропонована класифікація відкритих газових та нафтових фонтанів.

Наукова новизна. Подано стратегії вибору способу ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів.

Ключові слова: відкритий фонтан, метод, похило спрямована свердловина, гирло, герметизація, глушіння, осадна колона, пакер, бурильні труби, флюїд, підземний ядерний вибух.

ABSTRACT (In Russian)

Цель. В статье комплексно рассмотрены виды, причины и методы ликвидации открытых фонтанов.

Методика. Литературный обзор известных технических решений при ликвидации открытых фонтанов. Проанализированы все методы ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

Результаты. Статья знакомит специалистов нефтегазовой отрасли с методами ликвидации газовых и нефтяных фонтанов.

Практическая значимость. Приведена схема фонтанирующей скважины, на которой показаны пути движения фонтанирующего флюида при разном состоянии устья. Предложена классификация открытых газовых и нефтяных фонтанов.

Научная новизна. Представлены стратегии выбора ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

Ключевые слова: открытый фонтан, метод, наклонно направленная скважина, устье, герметизация, глушение, осадная колонна, пакер, бурильные трубы, флюид, подземный ядерный взрыв.

ABOUT AUTHORS

Д.В.Римчук, к.т.н., доцент, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна.

С.В.Цибулько, інженер, провідний конструктор СК «Реґіон», Харків, Україна

НАШІ ПРЕЗЕНТАЦІЇ

Харківською школою нафтогазової інженерії за останні роки підготовлено і видано ряд посібників і підручників, які представляють нове покоління навчальної літератури в нафтогазовій галузі. На сторінках часопису «Геотехнології» ми започатковуємо спеціальну рубрику «Наші презентації» для ознайомлення з новими фаховими виданнями. В цьому числі журналу – короткі анотації навчальних видань, які побачили світ завдяки праці кафедри «Видобування нафти, газу та конденсату» НТУ «Харківський політехнічний інститут».

Про кафедру «Видобування нафти, газу та конденсату» НТУ «Харківський політехнічний інститут»



Завідувач кафедри «Видобування нафти, газу та конденсату» НТУ «Харківський політехнічний інститут»,
доктор технічних наук, професор І.М. Фик

Кафедра «Видобування нафти, газу та конденсату» була заснована в 2010 році для підготовки спеціалістів в нафтогазовій промисловості. На кафедрі працюють високопрофесійні спеціалісти, серед них 2 професори, 6 доцентів, 7 старших викладачів і 2 асистента. На кафедрі навчаються студенти спеціалізації 185 «Нафтогазова інженерія та технології» спеціальності «Видобування нафти та газу».

Форма навчання – денна. Кваліфікаційний рівень випускників: бакалавр, спеціаліст, магістр.

Форма навчання – заочна. Кваліфікаційний рівень випускників: магістр. Заняття проводять зі студентами в предметних аудиторіях, обладнаних сучасними засобами навчання, включаючи мультимедійний супровід. Лабораторні роботи, курсове й дипломне проектування виконуються в спеціально обладнаних лабораторіях і сучасному класі.

Характерною рисою діяльності ВНГ та К – це постійний зв'язок з підприємствами та організаціями-замовниками фахівців.

З 2016 року для кращих студентів-магістрів існує можливість 3-6 місячного стажування за кордоном в сучасних лабораторіях Магдебурзького університету.

Випускники кафедри працюють в галузі видобування, транспортування, використання та реалізації нафти і газу.

Для кращих випускників кафедра пропонує продовження навчання в аспірантурі для отримання ступеня доктора філософії.

Наукові напрямки кафедри

- розвідка та освоєння нових нафтових, газових та газоконденсатних родовищ;
- оснащення та введення в експлуатацію нових родовищ;
- технологічна підготовка нафти, газу та газового конденсату;
- транспортування нафти та газу;
- забезпечення природним газом промислових підприємств та побутових потреб населення;
- виконання науково-дослідних, проектно-конструкторських робіт по розробці родовищ та видобування нафти, газу та конденсату;
- виконання керівних функцій на підприємствах та в організаціях нафтогазового комплексу.

Випускаючі спеціальності та спеціалізації кафедри

- Магістр нафтогазової інженерії та технології
- Доктор філософії за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

**Навчальні видання підготовлені працівниками кафедри
«Видобування нафти, газу та конденсату» НТУ «ХП» в останні 3 роки**

Основи нафтогазової інженерії: підручник для студентів вищих навчальних закладів. / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. – Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 416 с.

У навчальному підручнику викладено комплекс питань нафтогазової інженерії і технологій, які передбачені програмою курсу «Основи нафтогазової інженерії», що вивчається студентами спеціальностей «Нафтогазова інженерія та технології», «Гірництво» й інших, нафтогазових інститутів та факультетів. Навчальний підручник також буде корисний при підготовці робітничих кадрів для підприємств нафтогазової галузі. Підручник витримав 2 видання – 2018 і 2019 року.



Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина I: Колонні об'язки. Частина II: Фонтанні арматури. Підручник для студентів вищих навчальних закладів. / Фик І.М., Римчук Д.В., Синюк Б.Б. – Харків: ТО Ексклюзив, 2015. 299+406 с.

У книзі зібрано і систематизовано обширний матеріал стосовно колонних об'язок та фонтанної арматури. Викладено порядок підбору та монтажу колонних об'язок та фонтанної арматури. Наведені методики розрахунків. Книга «Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації» рекомендується як підручник для студентів вищих навчальних закладів професійного спрямування: «Видобування нафти і газу», «Обладнання нафтових і газових фонтанів», «Буріння нафтових і газових свердловин».



Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин: навч. посібник / П. О. Катеринчук [та ін.]; дар.: П. О. Катеринчук, С. В. Цибулько, О. Л. Шудрик; Харківський політехнічний ін-т, нац. техн. ун-т. — Харків: Пром-Арт, 2018. — 608 с.

Навчальний посібник охоплює весь комплекс робіт із освоєння, ремонту та інтенсифікації роботи свердловини. Описані технології із відновлення ліквідованих свердловин, ремонту та заміни колонних обв'язок і фонтанних арматур на діючих свердловинах, консервації та ліквідації свердловин, пробної експлуатації свердловин, вкрай рідко зустрічаються в технологічній та навчальній літературі. У посібнику широко висвітлений найбільш ефективний і якісний спосіб вторинного розкриття продуктивних горизонтів - гідро піскоструминна перфорація. Який, на жаль, дуже рідко використовується в процесі будівництва та експлуатації свердловин. Велика увага приділена освоєнню та ремонту свердловин під тиском з використанням снабінгових і колтюбінгових технологій. Призначено для студентів спеціальностей «Нафтогазова інженерія та технології», «Гірництво», «Галузеве машинобудування» та інших технічних спеціальностей.

Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти та газу: навч. посібник / Римчук Д.В., Пономаренко В.В., Шудрик О.Л. — Харків: ХНАДУ, 2019. — 252 с.

У навчальному посібнику зібрано і систематизовано обширний матеріал стосовно сучасних видів обладнання, що використовується при бурінні, капітальному ремонті та експлуатації свердловин. Детально описано будову і принципи дії системи верхнього привода. Призначено для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології».

Білецький В.С., Фик М.І. /За редак. І.М.Фика. Основи транспорту природних вуглеводнів (підручник). — Харків: НТУ ХПІ, Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 — 274 с.

Посібник містить огляд основних видів транспорту вуглеводнів в Україні і світі. Описані технологічні та економічні аспекти трубопровідного, автомобільного, залізничного, морського та річкового транспорту нафти, газу та конденсату. Подані методологічні основи розрахунку трубопровідного транспорту вуглеводнів, зокрема, розрахунку магістральних та міжпромислових газопроводів. Описано принципи та обладнання LNG і CNG технологій «віртуального трубопроводу». Посібник призначений для студентів спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології».



Д.В. Римчук, В.В. Пономаренко, О.Л. Шудрик

**ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БУРІННЯ
СВЕРДЛОВИН І ВИДОБУТКУ
НАФТИ ТА ГАЗУ**



В. С. БІЛЕЦЬКИЙ, М. І. ФИК

**ОСНОВИ
ТРАНСПОРТУ ПРИРОДНИХ
ВУГЛЕВОДНІВ**

Підручник



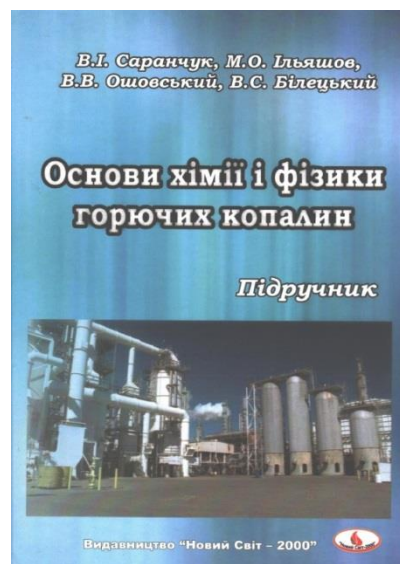
Видавництво «Новий Світ – 2000»

Саранчук В.І., Льяшов М.О., Ошовський В.В., Білецький В.С.

Основи хімії і фізики горючих копалин: підручник для студентів вищих навчальних закладів/ Саранчук В.І., Льяшов М.О., Ошовський В.В., Білецький В.С. -- Львів:«Новий Світ-2000», 2019. – 372 с.

У книзі розглядаються фізико-хімічні властивості природних і синтетичних форм вуглецю, а також палив, їх походження, класифікація, склад, фізичні і хімічні властивості, молекулярна структура твердих горючих копалин, нафти, природних газів, викладені принципи переробки горючих копалин і сучасні уявлення про сутність і механізм їхнього перетворення в різних умовах, дана характеристика продуктів, що утворюються.

Для студентів, магістрантів і аспірантів вузів, що навчаються за напрямом «Хімічна технологія та інженерія», науковців, співробітників проектних організацій та інженерно-технічних працівників заводів.



Серія видань присвячена тематиці основ гірничого виробництва.

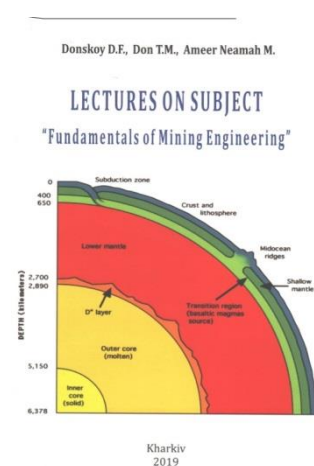
Зокрема:

Donskoy D.F., Don T.M., Ameer Neamah M. Fundamentals of Mining Engineering / FOP Panov A.M. 2019. 140 p.

Білецький В. С., Олійник Т. А., Смирнов В. О., Скляр Л. В. Техніка та технологія збагачення корисних копалин. Частина I. Підготовчі процеси. — Кривий Ріг: Криворізький національний університет. 2019. — 202 с.

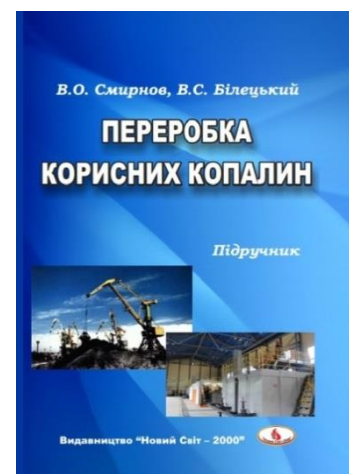
Білецький В. С., Олійник Т. А., Смирнов В. О., Скляр Л. В. Техніка та технологія збагачення корисних копалин. Частина II. Основні процеси. — Кривий Ріг: Криворізький національний університет. 2019. — 212 с.

Білецький В. С., Олійник Т. А., Смирнов В. О., Скляр Л. В. Техніка та технологія збагачення корисних копалин. Частина III. Заключні процеси. — Кривий Ріг: Криворізький національний університет. 2019. — 230 с.



Переробка корисних копалин : Підручник / Смирнов В.О., Білецький В.С. – Львів: Видавництво «Новий Світ-2000», 2019. – 607 с.

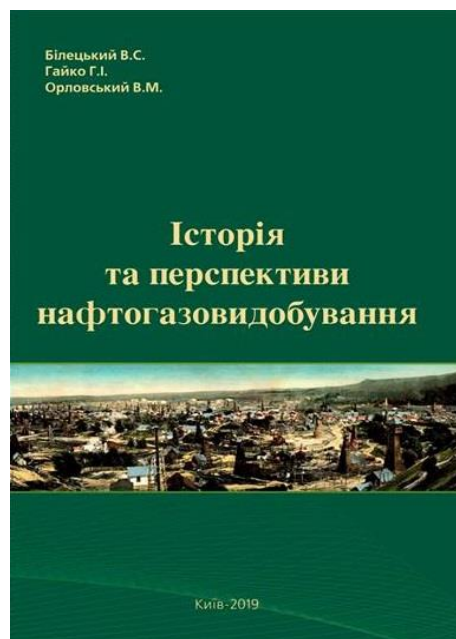
У цих підручниках і посібниках викладені основні відомості щодо технології і процесів переробки й збагачення корисних копалин. Розглянуті принципові конструкції технологічного гірничого обладнання і його принцип дії, технологічні схеми переробки і комплексного використання різноманітних корисних копалин. Можуть бути використані як підручники з дисципліни «Збагачення корисних копалин», «Переробка корисних копалин», і як посібник з дисципліни «Основи гірничого виробництва».



Білецький В.С., Гайко Г.І, Орловський В.М. Історія та перспективи нафтогазовидобування: Навчальний посібник. – Харків, НТУ «ХПІ»; Київ, НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського»; Харків, ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2018. – 450 с.

У навчальному виданні стисло викладено світову історію пошуків, видобування, транспортування й застосування нафти, газу та газового конденсату, а також нетрадиційних вуглеводнів. Наведені давні історичні свідчення про нафту і газ, показане становлення й подальший розвиток нафтогазової промисловості в країнах світу. Освоєння паливних ресурсів України вписане у світовий контекст нафтогазовидобування. Розкрита еволюція видобувної техніки та технологій, показані перспективи їх розвитку.

Книга адресована студентам і викладачам профільних навчальних закладів, фахівцям видобувної галузі, учасникам нафтогазового ринку, державним службовцям і політикам, а також широкому загалу читачів, які цікавляться питаннями історії техніки, нафтогазової галузі та «енергетичного майбутнього» світу.



Фык М.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. – Харьков: ТО Эксклюзив, 2015. – 252 с.

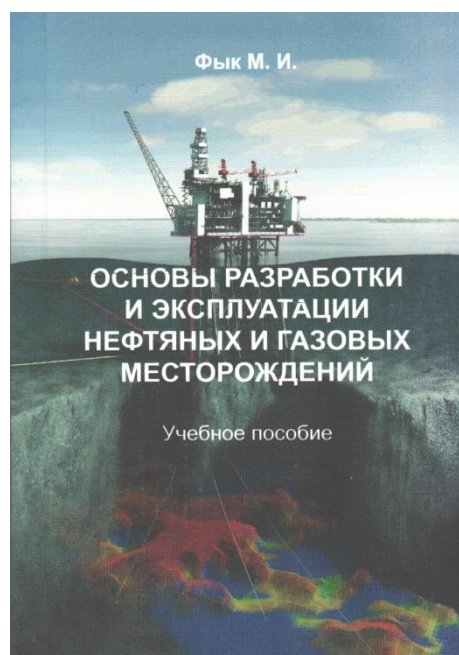
У навчальному посібнику коротко описані склад і властивості нафти, природного газу і конденсату, фізичні та геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ. Детально висвітлені етапи розробки, розглянуті завдання, які вирішуються на кожному етапі і підходи до їх вирішення. Особливу увагу приділено техніці і технологіям розробки різних типів родовищ вуглеводнів, наведені описи обладнання, що використовується при різних способах видобутку. Окремі теми посібника присвячені опису систем збору і підготовки нафти і газу до транспортування. Важлива увага в посібнику приділена способам інтенсифікації видобутку вуглеводнів, розглянуті питання боротьби з ускладненнями при роботі свердловин. Навчальний процес передбачає перегляд циклу відеофільмів, виконання практичних занять, використання спеціальних програмних симуляторів.

Цей посібник розрахований на фахівців-геологів і фахівців з видобутку нафти і газу, яким належить працювати в нафтовій і газовій промисловості як в організаціях з пошуку та розвідки, сервісних нафтогазових компаніях, так і в організаціях з розробки нафтових і газових родовищ.

Особливістю посібника є те, що воно складається з двох частин:

- розробка нафтових і нафтогазових родовищ;
- розробка газових і газоконденсатних родовищ.

Це дозволить читати окремо предмети для нафтогазових і газоконденсатних родовищ.



ЗМІСТ

<i>В.П. Коболев</i> Пояса безпеки угольних шахт Донбасса	1–11
<i>Р.С.Яремійчук</i> Теорія і практика освоєння свердловин та сучасні методи інтенсифікації припливів вуглеводнів до свердловин	12–15
<i>В.М.Орловський</i> Підвищення якості термостійких тампонажних матеріалів	16–21
<i>В.М.Макогон</i> Роль міжрегіонального співробітництва у забезпеченні енергетичної безпеки країн в умовах сталого розвитку	22–27
<i>В.С.Білецький, М.І.Фик</i> Геолого–технологічні, економічні та екологічні аспекти використання технології гідророзриву пласта для розробки родовищ сланцевого газу	28–35
<i>І.М.Фик, Д.В.Римчук, Т.О.Школьнікова, В.С.Цибулько</i> Нові обладнання для створення бази на гирлі фонтануючої свердловини	36–42
<i>М.Я.Бучинський, А.М.Бучинський</i> Порівняння ефективності нафтогазових машин при їх придбанні	43–46
<i>Л.Шпильовий, В.С.Білецький</i> Історія становлення вітчизняної цирконієвої промисловості	47–57
<i>В.С.Білецький, Г.В.Онкович, М.В.Ткаченко</i> Інженерна блогідидактика у нафтогазовій справі	58–66
<i>Д.В.Римчук, В.С.Цибулько</i> Аналіз методів ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів	67–72
Наші презентації	73–77



Національний технічний університет
«Харківський політехнічний університет»
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 2

Комп'ютерна верстка

Кущ А.

Обкладинка

Фик М.І.

Редактор випуску

Білецький В.С.

Рекомендовано до друку кафедрою «Видобування нафти, газу та конденсату»,
Національного технічного університету «Харківський політехнічний університет»

Протокол № 6 від 04.11.19

Підп.до друку оригінал-макета 05.11.2019

Формат 60×84 1/16. Папір офісний.

Друк цифровий. Гарнітура Times. Ум.друк.арк. 12,0.

Обл.вид.арк. 10. Зам 0408-2019. Наклад 100 пр.