

# Техніка і технології

УДК 622.276.66.001

## АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ПОТУЖНИХ ГІДРОРОЗРИВІВ У ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИНАХ УКРАЇНИ

Ю.Д.Качмар, Ф.М.Бурмич, А.М.Андрусяк, В.В.Цьомко

Центральна науково-дослідна лабораторія ВАТ "Укрнафта", 76019, Івано-Франківськ,  
буль. Південний бульвар, 2, тел. (03422) 76149, e-mail: grp@cndl.if.ua

*Приведены основные технологические параметры уникальных гидроразрывов в скважинах глубиной 3600-4000 м. Сравняются прогнозные и фактическое изменение продуктивности скважин после их проведения.*

*The main technological parameters of unique fracturing treatments in wells by 3600-4000 meters depth are presented in the work. It was compared supposed and factual changes in well productivity as a result of fracturing operations.*

Перші гідророзриви пластів (ГРП) в Україні проведені Е.Чекалюком в 1954 р. в Борнславі, а впровадження потужних ГРП (ПГРП) розпочато в 1997 р. після придбання комплексу спецтехніки фірми Stewart & Stevenson Services, Inc, рідин фірми Clearwater, Inc на водній (WGA-1) і вуглеводневій (HGA-37) основі. В свердловинах з низькопроникними пластами застосовується також полімерноемультсійний розчин (ПЕМ) на основі ПАА. У свердловинах глибиною до 3000 м тріщини закріплюються 0,5-1,2 мм кварцовим піском, а глибше – керамічним пропантом IPP 16/30.

В комплект обладнання для ПГРП входять три насосні агрегати FC-2251, змішувач MC-60, блок маніфольдів IC-320, станція контролю і керування процесом EC-22ACD. Гідророзриви проводять з витратою до 3,5 м<sup>3</sup>/хв при тиску до 75 МПа і концентрацією закріплювача до 500 кг/м<sup>3</sup>. На великій глибині перший ПГРП проведено в 1997 році на Передкарпатті у розвідувальної свердловині 6-Пд.Гвідз. З наступного року почали застосовувати ПГРП у глибоких видобувних і водонагнітальних свердловинах родовищ Дніпрово-Донецької Западни (ДДЗ). Дотепер проведено п'ять ПГРП у нафтових свердловинах на глибинах 3800–4000 м: два у водонагнітальних на глибинах 3550–3900 м і один у газовій на глибині 4414–4441 м. Також проведено унікальний гідророзрив пласта у надглибокій розвідувальної газовій свердловині 800-Шебелинка в інтервалі 5870–5900 м. Основні технологічні параметри проведення ПГРП у

глибоких свердловинах наведені в таблицях 1 і 2. В експлуатаційних свердловинах (таблиця 3) продуктивні пласти представлені пісковиками і алевролітами товщиною від 3,8 до 20,0 м, пористістю від 11 до 15% та проникністю від 0,0003 до 0,050 мкм<sup>2</sup>. Пластова температура від 95 до 170°C, а градієнти пластових тисків 0,0065 – 0,0095 МПа/м глибини. Пластові тиски більші від тиску насичення. Дебіти до ПГРП від 1,2 до 12,6т/добу з обводненістю до 5%. Скін-ефект у привибійній зоні змінювався від S = +2 до +50.

Для визначення можливої продуктивності свердловин, скін-ефекту і очікуваного збільшення дебіту після ПГРП застосовано спосіб [1] визначення потенційної продуктивності розкритих свердловиною пластів і комп'ютерна програма WellPrd. В основу методики розрахунків продуктивності свердловини і оцінки стану привибійної зони покладено коефіцієнт гідропровідності, який визначається з даних геофізичних досліджень її розрізу, аналізів зразків порід та досліджень пластових флюїдів. Абсолютна проникність кожного пласта розраховується за емпіричними формулами, знайденими для різних типів колекторів, в залежності від пористості, визначеної з даних геофізичних досліджень. Далі розраховується проникність в пластових умовах, коефіцієнт гідропровідності кожного пласта і сумарна гідропровідність всіх розкритих свердловиною пластів та потенційний коефіцієнт продуктивності при S=0. За величиною визначеного сумарного коефіцієнта гідропровідності та фактичними значеннями

Таблиця 1 – Технологічні параметри проведення ПГРП у глибоких нафтових свердловинах

Параметри	Свердловини				
	Бугруватівське родовище				
	76	303	304	310	78
Тип свердловини	нафтова	нафтова	нафтова	нафтова	нафтова
Дата проведення ПГРП	17.06.98	16.08.99	20.08.99	13.09.00	15.09.00
Інтервал перфорації, м	3802-3847	3867-3888	3802-3850	3923-3941	3784-3850
Діаметр НКТ, мм	89	89	89	89	89
Глибина спуску НКТ, м	3771	3849	3715	3850	3700
Тип рідини	Водний гель WGA-1	Полімерна емульсія ПЕМ-1	Полімерна емульсія ПЕМ-1	Полімерна емульсія ПЕМ-1	Полімерна емульсія ПЕМ-1
Витрата рідини, м <sup>3</sup> /хв	2,7	2,6	2,7	2,4	2,2
Загальний об'єм рідини, м <sup>3</sup>	67	104	82	77	76
Сер. концентрація закріплювача ІРР І6/30, кг/м <sup>3</sup>	260	190	170	200	200
Маса закріплювача, т	6,0	5,5	5,0	4,8	4,6
Тиск на гирлі свердловини, МПа	38 – 42	40 – 59	42 – 55	40 – 50	42 – 55
Тиск на вибої свердловини, МПа	56 – 60	62 – 68	59 – 69	55 – 61	56 – 61
Гradient тиску розриву, МПа / м	0,0157	0,0177	0,0186	0,0158	0,0160

Таблиця 2 – Технологічні параметри проведення ПГРП у глибоких розвідувальних і нагнітальних свердловинах

Параметри	Свердловини			
	6 Пд. Гвізд.	800 Шебелинка	309 Бугруватівська	55 Скороходівська
Тип свердловини	розвідувальна	розвідувальна	нагнітальна	нагнітальна
Дата проведення ПГРП	24.12.97	25.12.98	06.06.98	25.09.00
Інтервал перфорації, м	3629-3730	5870-5900	3860-3890	3568-3575
Діаметр НКТ, мм	73	89	89	89
Глибина спуску НКТ, м	2960	4100	3770	3300
Тип рідини	Водний гель WGA-1	Вуглев. гель HGA-37	Водний гель WGA-1	Полімерна емульсія ПЕМ-1
Витрата рідини, м <sup>3</sup> /хв	2,0-1,6	2,2	2,6	2,5
Загальний об'єм рідини, м <sup>3</sup>	87	119	93	94
Середня концентрація закріплювача типу ІРР І6/30, кг/м <sup>3</sup>	290	175	200	130
Маса закріплювача, т	8,2	5,5	6,0	6,0
Тиск на гирлі свердловини, МПа	56 – 62	65 – 72	36 – 46	51 – 56
Тиск на вибої свердловини, МПа	66 – 82	87 – 102	56 – 71	62 – 68
Gradient тиску розриву, МПа/м	0,0214	0,0173	0,0183	0,0190

дебітів та відповідних їм пластових і вибійних тисків у різні періоди часу визначають відповідні поточні значення скін-ефекту  $S$ .

Таким чином, одержуємо можливість описати приплив пластових флюїдів до досліджуваної свердловини і, змінюючи величину  $S$ , можна оцінити можливості відновлення продуктивності свердловини та збільшення її дебіту, наприклад, після застосування ГРП. Нами прийнято прогнозувати дебіт нафти після ПГРП при зменшенні скін-ефекту до  $S = -1 \dots -5$  залежно від провідності тріщини і безрозмірної провідності, тобто відношення провідності тріщини до провідності пласта. Порівняння прогно-

зованих і фактичних дебітів і приростів видобутку нафти після ПГРП в таблиці 3 свідчать про прийнятність описаного підходу.

Основні технологічні параметри ПГРП в глибоких свердловинах наведено в таблиці 1. В свердловині 6-Пд.Гвізд проведено процес на водному гелю WGA-1 з закріпленням тріщини 8,2 т пропанту для прийняття остаточного рішення про промислову нафтогазоносність пластів. Робота виконана згідно з проектом, але дебіт після ПГРП залишився непромисловим. Графік перебігу процесу з описом наведено в [2]. Наступні ПГРП в глибоких свердловинах проводили на родовищах Дніпрово-Донецької

Таблиця 3 – Продуктивність нафтових і газових свердловин до і після ПГРП

Родовище		Бугруватівське				
Показник	Од.виміру	76	303	304	310	78
Горизонт	-	В-22	T <sub>1</sub>	T <sub>1</sub>	D <sub>3fm5-6</sub>	В-22
Спосіб експлуатації	-	нафтова ШГН	нафтова ШГН	нафтова ШГН	нафтова ФОНТ.	нафтова ШГН
Перфорація	м	3802-3847	3867-3887	3802-3850	3923-3941	3784-3850
Ефективна товщина	м	18,4	3,8	20,8	6,6	17,6
Пористість	частка од.	0,15	0,14	0,12	0,15	0,15
Проникність	мкм <sup>2</sup>	(1-5)10 <sup>-2</sup>	(0,5-1,6)10 <sup>-2</sup>	(0,8-1,4)10 <sup>-2</sup>	(0,6-2,5)10 <sup>-2</sup>	(1-5)10 <sup>-2</sup>
Тиск пластовий	МПа	32	28	28	26	28
Гradient пл.тиску	МПа/м	0,0084	0,0073	0,0073	0,0066	0,0074
Скін-ефект (S)	б/р	~20	~2	~30	~4	~15
Температура пласта	°С	95	95	95	95	95
Тиск насичення	МПа	22	18	18	18	22
Перед ПГРП (фактично)						
Тиск вибійний	МПа	22	23	25	21	23
Дебіт нафти	т/добу	1,7	12,4	6,0	12,0	7,8
Обводненість	%	1	2	4	5	1
Газовий фактор	м <sup>3</sup> /т	190	190	250	150	90
Після ПГРП (прогнозовано)						
Дебіт нафти (газу), при S від -1 до -3	т/добу	15-21	17-25	32-45	14-20	13-19
Додат. видобуток нафти (перший рік)	т	2900	1200	8400	1200	1800
Після ПГРП (фактично)						
Дебіт нафти	т/добу	18,0	16,0	69,0	15,6	18,0
Додатк. видобуто нафти, всього	т	10900	60	10740	290	420
Тривалість ефекту, всього	місяців	31	3*	19	3*	5

\* — ефект припинився.

западни. Перший процес здійснено у глибокій свердловині 76-Бугруватівська в два етапи. Спочатку зробили мініГРП для визначення тиску розкриття і розвитку тріщини, проникності пласта та уточнення параметрів ПГРП. Тільки після цього провели основний процес на водному гелю WGA-1 з закріпленням тріщини 6,0 т пропанту. Графік перебігу ПГРП, який свідчить про інтенсивний розвиток тріщини у висоту і добре заповнення тріщини пропантом, наведено на рис. 1. В інших нафтодобувних свердловинах Бугруватівського родовища мініГРП не проводили, оскільки градиенти тиску розриву невисокі. Гідророзрив проводиться за такою схемою: спочатку (для розкриття і розвитку тріщини) нагнітається рідина розриву об'ємом 25-35 м<sup>3</sup>, а далі 25-45 м<sup>3</sup> пульпи – рідини пісконосія з пропантом, які витискаються із свердловини в пласт витісняючою рідиною.

Як видно із таблиці 1 і 2, потужні ГРП у глибоких свердловинах здійснювали із застосуванням різних типів рідин, а саме: попереочно-зшитих вуглеводневого і водного гелів фірми Clearwater, Inc та полімерної емульсії (ПЕМ), розробленої [3] ЦНДЛ. Вуглеводневий гель застосовувався у газових свердловинах при проникності пластів менше 0,001 мкм<sup>2</sup>: розвідковій 800-Шебелинка з T<sub>пл</sub>=170°С і експлуатаційній

55-Східно-Полтавська з T<sub>пл</sub>=98°С, а гель на водній основі і ПЕМ – у нафтових і водонагнітальних свердловинах з T<sub>пл</sub>≈95 °С і проникністю вище 0,001 мкм<sup>2</sup>. Під час проведення таких ПГРП в свердловину запомповували до 100 м<sup>3</sup> рідини з витратою до від 1,6 до 2,7 м<sup>3</sup>/хв при тиску на гирлі свердловини до 72 МПа. Для закріплення тріщин в глибоких свердловинах запомповували в пласт до 9,0 т керамічного пропанту IPR16/30 з концентрацією його в рідині 100-500 кг/м<sup>3</sup>. В таблиці 4 наведено параметри процесів і розміри створюваних тріщин з використанням різних рідин.

У свердловинах 76-Бугруватівська і 78-Бугруватівська проведено ПГРП в подібних умовах, але різними рідинами: у свердловині 76-Бугруватівська водним гелем WGA-1 високої в'язкості, а 78-Бугруватівська – ПЕМ середньої в'язкості. Технологічні параметри проведення ПГРП в пласті В-22 з використанням різних типів рідин наведені в таблиці 4. При використанні водного гелю гідравлічні втрати в 89 мм НКТ найменші. Графік проведення процесу у свердловині 78-Бугруватівська показано на рис. 2. З графіка видно, що в пластах свердловини 78-Бугруватівська тріщина розвивалась по довжині, а збільшення тиску під час протискування викликано зростанням витрати.

Таблиця 4 – Параметри проведення ПГРП з використанням різних рідин

Параметри	Одиниці виміру	Свердловини		
		76 Бугруватівська	78 Бугруватівська	304 Бугруватівська
Глибина підшови пласта	м	3847	3850	3850
Тип рідини		Водн. гель	ПЕМ	ПЕМ
Об'єм рідини	м <sup>3</sup>	67	76	82
Маса закріплювача	т	6,0	4,6	6,0
Витрата рідини	м <sup>3</sup> /хв	2,7	2,2-2,6	2,7
Тиск на усті свердловини	МПа	30-42	42-50	42-55
Тиск на вибої	МПа	56-60	56-61	48-55
Гradient тиску розриву * 10 <sup>-2</sup>	МПа/м	1,46-1,56	1,46-1,58	
Тиск закриття тріщини	МПа	54,6	54,5	не визначався
Довжина тріщини	м	24	95	41
Максимальна ширина тріщини	мм	21	8	10
Висота тріщини	м	26	10	12
Концентрація закріплювача	кг/м <sup>2</sup>	4,33	1,42	2,6
Провідність тріщини (FC)	мкм <sup>2</sup> ·м	1,206	0,368	0,804
Безрозм. провід. тріщини (FCD)	б/р	1,0	0,08	3,3

Як видно з таблиці 3, під час процесу в свердловині 76-Бугруватівська, де застосовувалася менший об'єм гелю WGA-1, тріщину закріпили більшою кількістю пропанту – 6,0 т, тоді як у свердловині 78-Бугруватівська з нагнітанням в пласт подібного об'єму рідини – всього 4,6 т пропанту. ПГРП у свердловині 76-Бугруватівська проводився при тиску на усті 38–30–42 МПа і gradientі вибійного тиску від 0,0146 до 0,0157 МПа/м. У свердловині 78-Бугруватівська, при аналогічному gradientі вибійного тиску, тиск на гирлі свердловини значно більший 42-55 МПа, бо гідравлічні втрати для ПЕМ вищі. Цікаво, що моделюванням за

програмою Меєра визначено створення в пластах свердловини 76-Бугруватівська тріщини довжиною 24м, висотою 26 м і максимальною шириною 21 мм, тоді як у свердловині 78-Бугруватівська відповідні параметри дорівнюють 95 м, 10 м і 8 мм. Отже, підвищення витрати ПЕМ у свердловині 78-Бугруватівська під час протискування пульпи в пласт не забезпечило розширення тріщини, як це сталося у свердловині 76-Бугруватівська. Відповідно концентрація закріплювача на одиницю площі тріщини становила 4,33 і 1,42 кг/м<sup>2</sup>, провідність 1,2 і 0,37 мкм<sup>2</sup>·м, а відносна провідність 1,0 і 0,08. Тому ефективність ПГРП у свердловині

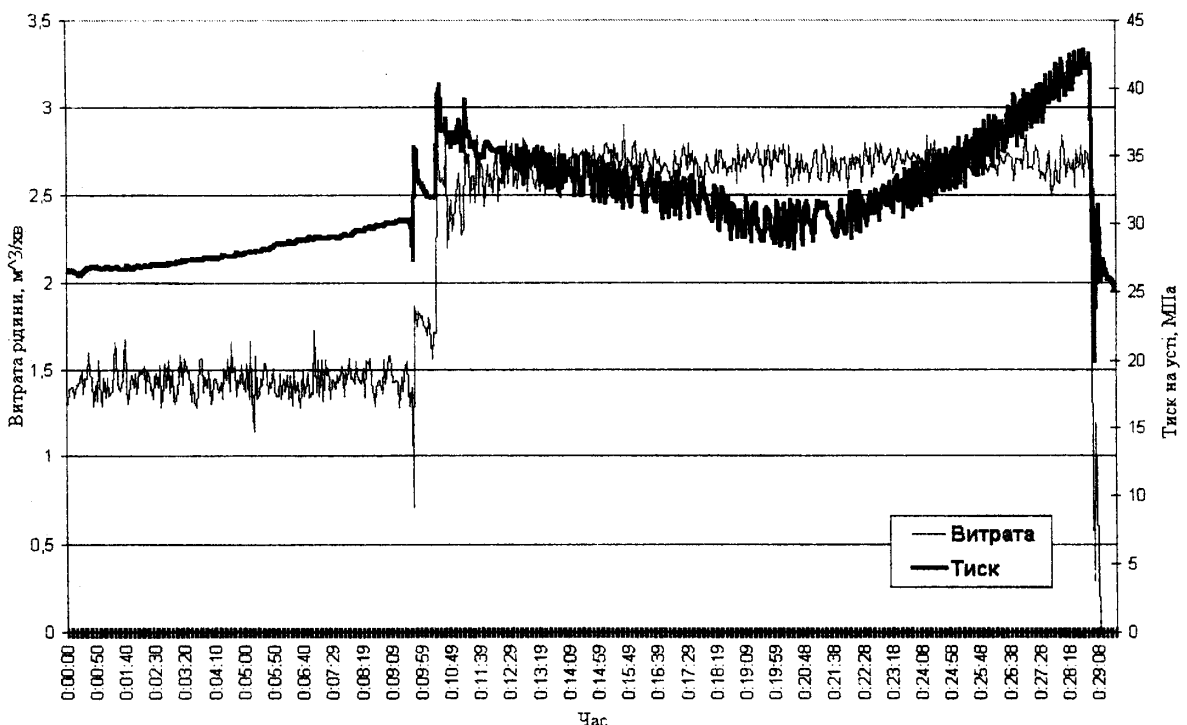


Рисунок 1 – Графік проведення процесу ПГРП в свердловині № 76-Бугруватівська

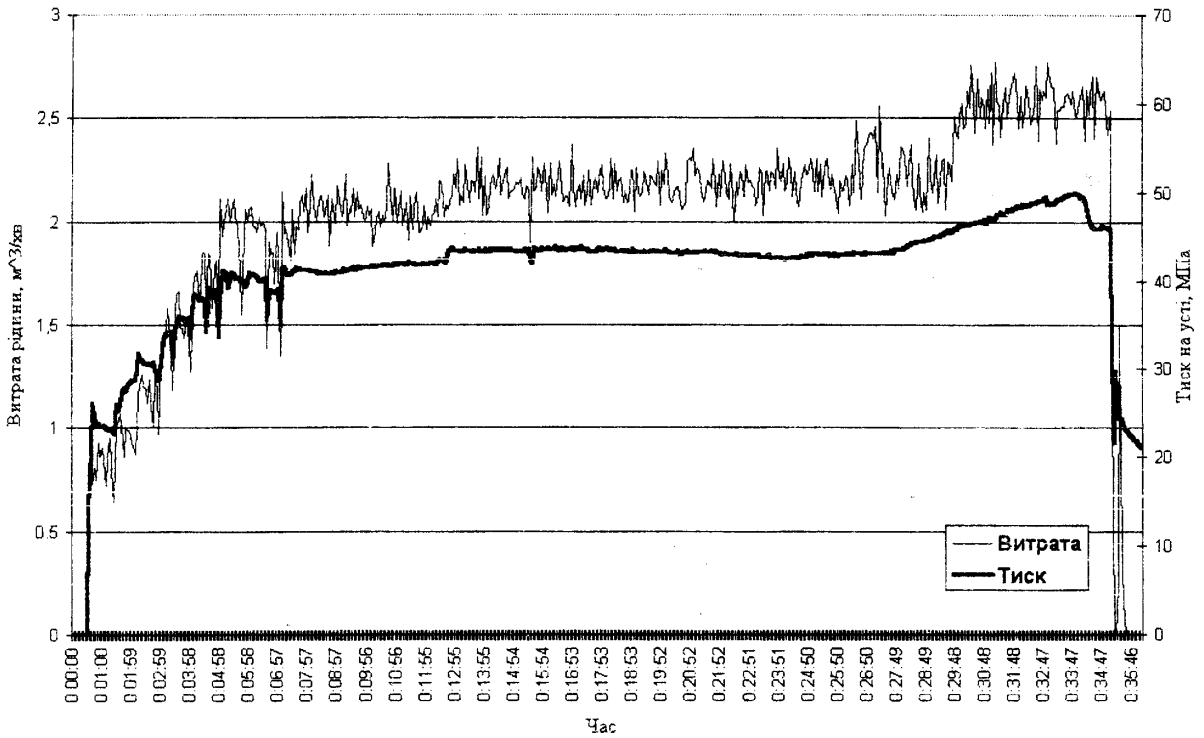


Рисунок 2 – Графік проведення процесу ПГРП в свердловині № 78-Бугруватівська

76-Бугруватівська значно вища, тобто при високій проникності пласта створення короткої широкої тріщини, добре запакованої пропантом, значно ефективніше. Це добре підтверджується наведеними значеннями безрозмірної провідності. Отже, у високопроникних пластах краще використовувати високов'язкі рідини і добре запаковувати тріщину. Однак у свердловині 304-Бугруватівська із сильно закольматованим пластом значно меншої проникності (див. таблицю 3) під час ПГРП з застосуванням ПЕМ одержано добре закріплення тріщини, і ефект співрозмірний з ефектом у свердловині 76-Бугруватівська. Тобто, у закольматованих колекторах високої проникності і пластах меншої проникності застосування ПЕМ для ПГРП оправдане, що також підтверджено досвідом ПГРП на Передкарпатті.

Як видно із таблиці 3, збільшення дебіту нафти від 2 до 11 разів після ПГРП спостерігається у всіх свердловинах Бугруватівського родовища. Так, наприклад, у свердловині 78-Бугруватівська дебіт збільшився від 7,8 до 18,0 т/добу, а у свердловині 304-Бугруватівська – від 6,2 до 69 т/добу. Винятком є свердловина 303-Бугруватівська, яка після проведення ПГРП збільшила дебіт нафти від 12,4 до 16,0 т/добу, але ефект швидко закінчився. Із свердловини 76-Бугруватівська і 304-Бугруватівська вже додатково видобуто відповідно 10900 і 10744 т нафти та 1998 і 2102 тис.м<sup>3</sup> попутного газу. Дебіт свердловин тримається підвищеним відповідно 3 і 19 місяців. Із всіх свердловин Бугруватівського родовища додатково видобуто 22413 т нафти і 4256 тис.м<sup>3</sup> попутного газу. В середньому на одну свердловину-операцію тут видобуто 4482 т нафти і 851 тис.м<sup>3</sup> попутного газу. Середня тривалість ефекту на одну свердловину-опера-

цію 12,4 місяців. Чотири свердловини ще мають підвищений дебіт.

Таким чином, ВАТ "Укрнафта" успішно і ефективно застосована найновіша технологія потужного гідророзриву пласта спецтехнікою Stewart & Stevenson Services, Inc в глибоких і надглибоких свердловинах. У високопроникних пластах найбільші ефекти одержано з використанням гелів фірми Clearwater, Inc, а у низькопроникних, особливо з закольматованою привибійною зоною ефективно використовують значно дешевшу полімерну емульсію власного виробництва. Найефективнішими були ПГРП у свердловинах з пластами товщиною 15 – 20 м і вищими градієнтами пластового тиску.

ПГРП є найефективнішим, хоч трудомістким і дорогим методом інтенсифікації, який має значні резерви удосконалення за рахунок розробки і впровадження нових організаційних і технічних рішень.

### Література

1. Качмар Ю.Д., Бучковський С.С., Бурмич Ф.М., Дістрянов В.М. Спосіб визначення потенційної продуктивності розкритих свердловинною нафтонасичених пластів / Патент України № 20599А з пріоритетом від 04.10.96, кл. Е 21b 49/00.
2. Качмар Ю.Д., Меркурєв А.Б., Бурмич Ф.М., Савка В.М. Застосування потужних гідрравлічних розривів пласта на родовищах України // Нафтова і газова промисловість. – К, 1999. – №4. – С. 28 – 31.
3. Андрусак А.М., Качмар Ю.Д., Бурмич Ф.М. та ін. Рідина для гідророзриву пласта / Патент України № 38607А.