

# Гидроразрыв пласта - прорывная технология!

## К 30-летию с начала массового применения ГРП на месторождениях Западной Сибири



**А.Н. ЯНИН,**  
генеральный директор,  
заслуженный работник  
нефтяной и газовой  
промышленности  
Российской Федерации  
Term@term-pb.ru

ООО «Проектное бюро ТЭРМ»

A. YANIN,  
«Design Bureau TERM» LLC

11 июля 2018 г. исполнилось ровно 30 лет с даты проведения самого первого в Западной Сибири гидроразрыва пласта, положившего начало последующему крупномасштабному применению этой прорывной высокоэффективной технологии на месторождениях крупнейшей нефтегазоносной провинции России.

К концу 1980-х г. в Западной Сибири сложились все необходимые предпосылки для начала массового применения технологии гидроразрыва пласта. Основная причина – существенное ухудшение структуры запасов нефти, возрастание доли запасов в слабопроницаемых коллекторах, требующих широкомасштабного применения ГРП. Первые пять «пилотных» (показательных) гидроразрывов пласта были выполнены в Западной Сибири фирмой «Canadian Fracmaster, LTD» (еще до создания СП «Юганскфракмастер») – в июле-декабре 1988 г. в скважинах Восточно-Сургутского, Салымского, Малобалыкского и Средне-Балыкского месторождений ПО «Юганскнефтегаз». Несмотря на скромные, в целом, результаты первых работ по ГРП (обусловленные малыми объемами закачки пропанта), была показана принципиальная возможность и большая перспектива их применения для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в слабопроницаемых пластах месторождений Западной Сибири. Выполненные в 1988 г. первые пять гидроразрывов пласта явились мощным «катализатором», инициировавшим массовый процесс последующего развития и внедрения технологии ГРП – на сотнях нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Достигнутые в этой области к 2018 г. результаты внедрения технологии гидроразрыва пласта иначе, как выдающимися – назвать нельзя.

**Ключевые слова:** история, гидроразрыв пласта, Западная Сибирь, низкопроницаемые коллектора, ПО «Юганскнефтегаз», СП «Юганскфракмастер»

### HYDRAULIC FRACTURING IS A BREAKTHROUGH TECHNOLOGY! TO THE 30TH ANNIVERSARY OF THE BEGINNING OF THE MASSIVE APPLICATION OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA

July 11, 2018 was exactly 30 years from the date of the first hydraulic fracturing in Western Siberia, which initiated the subsequent large-scale application of this breakthrough high-efficiency technology in the fields of the largest oil and gas province in Russia.

By the end of the 1980s, all the necessary prerequisites for the beginning of the mass application of the technology of hydraulic fracturing of the reservoir developed in Western Siberia. The main reason is a significant deterioration in the structure of oil reserves, an increase in the share of reserves in weakly permeable reservoirs, which require a large-scale application of hydraulic fracturing. The first five "pilot" (demonstration) hydraulic fracturing of the formation were performed in Western Siberia by the company «Shapashan Ggasgazteg» Ltd (even before the creation of the «Yuganskfrakmaster» JV) - in July-December 1988 in the wells of East Surgut, Salym, Malobalyksky and Sredne-Balykskoye deposits of Production Association Yuganskneftegaz. Despite the modest, in general, the results of the first work on the fracturing (due to small volumes of propane injection), a fundamental opportunity and a great prospect of their application for the effective development of hard-to-recover oil reserves contained in the low permeability reservoirs of the fields of Western Siberia was shown. The first five hydraulic fracturing performed in 1988 were a powerful "catalyst" that initiated the mass process of the subsequent development and introduction of the hydraulic fracturing technology in hundreds of oil and gas fields in Western Siberia. Achieved in this area by 2018 the results of the introduction of technology of hydraulic fracturing of the reservoir, otherwise than outstanding – can't be named.

**Keywords:** history, hydraulic fracturing, Western Siberia, low-permeability reservoirs, «Yuganskneftegaz» PA, «Yuganskfrakmaster» JV



**З**адача автора – напомнить специалистам отечественной нефтяной промышленности об истории проведения самых первых пяти («пилотных») гидроразрывов пласта в Западной Сибири, выполненных на месторождениях ПО «Юганскнефтегаз». Источником информации для написания статьи послужили архивные материалы ООО «ТЭРМ», в обобщенном виде они представлены здесь впервые.

К необходимости использования технологии гидроразрыва в Западной Сибири добывающие предприятия пришли только спустя 25 лет после начала добычи нефти (май 1964 г.). Это было обусловлено наличием здесь большого количества высокопродуктивных запасов нефти, не требующих в тот период применения гидроразрыва пласта.

Самый первый (пробный) ГРП был проведен (11 июля 1988 г.) фирмой «Canadian Fracmaster, LTD» в скважине № 113 Восточно-Сургутского месторождения, разрабатываемого передовым в Главтюменнефтегазе производственным объединением «Юганскнефтегаз». (Напомним, что ровно через два года – в июле 1990 г. Главтюменнефтегаз – крупнейшая нефтедобывающая организация СССР была расформирована в соответствии с Приказом Министра нефтяной и газовой промышленности Л.И. Филимонова).

Во второй половине 1988 г. фирма «Canadian Fracmaster, LTD» выполнила (кроме указанного первого ГРП) – еще четыре показательных гидроразрыва в скважинах Малобалыкского, Салымского и Средне-Балыкского месторождений. Таким образом (еще – до создания собственно СП «Юганскфракмастер») в сумме было выполнено пять показательных гидроразрывов – табл. 1.

Идея провести указанные гидроразрывы в Западной Сибири (именно в ПО «Юганскнефтегаз») возникла не на пустом месте. К концу 1980-х – началу 1990-х гг. в Западной Сибири сложились все необходимые условия и предпосылки для «реанимации» технологии ГРП (ранее применявшейся в СССР [1], однако не получившей широкого развития из-за несовершенства имевшейся тогда техники) – но уже на базе современных зарубежных технологий гидроразрыва, технических средств и оборудования.

Предпосылки для начала освоения технологии ГРП были следующие:

1). Значительное ухудшение структуры запасов нефти на месторождениях Западной Сибири, увеличение здесь доли низкопроницаемых коллекторов (при планируемом росте объемов добычи нефти из них). Например, в ПО «ЮНГ» доля добычи нефти из низкопродуктивных пластов составляла: в 1980 г. – 1 %, в 1985 г. – 1 %, в 1990 г. – 5 % (табл. 2).

2). Структура запасов ухудшилась, в частности, и из-за того, что в декабре 1988 г. ГКЗ СССР (впервые) утвердила запасы уникального Приобского нефтяного месторождения (СЛТ), содержащего ТриЗ – в объеме 614 млн т при КИН – 0,261. Общий же объем ТриЗ нефти в Юганском районе к этому времени – превысил 1 млрд т. Эти запасы рентабельно можно было начинать осваивать только при массовом применении гидроразрыва пластов.

3). Либерализация российского законодательства, позволившего к концу 1980-х гг. создавать в стране совместные предприятия, в т.ч. в сфере нефтедобычи.

Табл. 1. Первые (показательные) гидроразрывы пласта в Западной Сибири в конце 1980-х гг.

Месторождение	Дата проведения ГРП	Номер скважины	Продуктивный пласт
Восточно-Сургутское	11 июля 1988 г.	113	ЮС <sub>2</sub>
Малобалыкское	29 июля 1988 г.	3003	ачимовская толща
Салымское	08 августа 1988 г.	592	баженовская свита (ЮС <sub>0</sub> )
Средне-Балыкское	27 ноября 1988 г.	2637	ачимовская толща
Средне-Балыкское	3 декабря 1988 г.	2633	ачимовская толща

Табл. 2. Структура фактической добычи нефти (по параметру проницаемость пластов) на месторождениях Юганского района [3]

Добыча нефти	Годы					
	1975	1980	1985	1990	1995	2000
Общая, тыс.т/год	24815	45536	68901	59091	27059	30242
в т.ч. ВПК	17842	28623	45127	32884	11478	7002
СПК	6887	16761	23545	22954	10437	12123
НПК	86	152	229	3253	5144	11117
То же, % – общая	100	100	100	100	100	100
ВПК, %	72	63	65	56	42	23
СПК, %	27	36	34	39	39	40
НПК, %	1	1	1	5	19	37

Условные обозначения: ВПК – высокопроницаемые (>100 мД) пласты; СПК – среднепроницаемые (15–100 мД) пласты; НПК – низкопроницаемые (<15 мД) пласты.

Табл. 3. Фактическая дополнительная добыча нефти за счет технологий ГРП в Юганском районе за 1988 – 1995 гг. [3]

Наименование	Годы							
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Общая добыча нефти, тыс. т.	68336	65034	59091	50548	40768	33911	28766	27059
– базовая (без ГРП), тыс. т.	68331	65008	58788	47989	39396	32090	26351	24222
– дополнительная – за счет ГРП, тыс. т.	5	26	303	759	1372	1821	2415	2837
То же, %	0,01	0,04	0,51	1,5	3,4	5,4	8,4	10,5

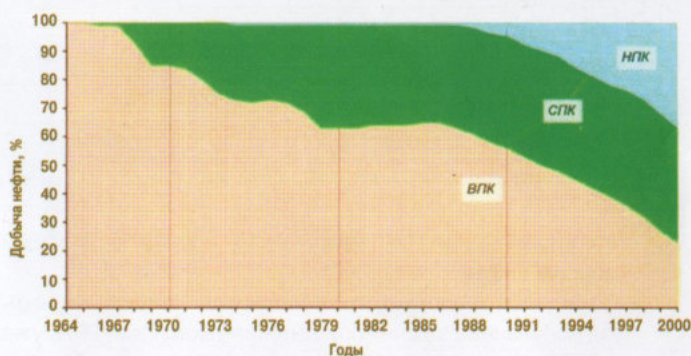


Рис. 1. Структура фактической добычи нефти (по проницаемости пластов) в Юганском районе в 1964 – 2000 гг. [3]

Стремление западных сервисных компаний выйти на российский рынок нефтегазовых услуг и технологий с целью развития здесь своего бизнеса – реализовалось.

В начале 1990-х годов доля нефти, добываемой в Юганском районе из ВПК, сократилась до 50 %, по СПК она составляла – 40 %, а по НПК (за счет массо-

Табл. 4. Средние значения параметров пластов – объектов первых ГРП

Параметры		Малобалькское	Средне-Балькское	Восточно-Сургутское, ЮС <sub>2</sub>	Салымское, ЮС <sub>0</sub>
		ачимовская толща			
Глубина залегания, м		2550-2700	2586-2680	2739-3015	2730
Средние значения параметров пластов	H <sub>общ</sub> , м	120	57	14	80
	h <sub>н</sub> , м	23	14 – 6	6	8
	m, %	17	16	16,4	10,2
	K <sub>пр</sub> , мД	7,1	2 – 8	8	1
	K <sub>пр</sub> x h <sub>н</sub> , мД·м	163	46	48	8
Кн, %		60	45	57	90
Песчанность, %		20	18	40	10
Расчлененность, б/р		13	9	–	–
Начальное P <sub>пл</sub> , МПа		27,8	27,8	29	25 – 50
P <sub>нас</sub> , МПа		9,9	10,4	12,6	16,8
Пластовая T, °C		97	87	88	100 – 134
Коэффициент пересчета θ, доли ед.		0,84	0,92	0,86	0,725
Вязкость пластовой нефти, МПа·с		1,24	2,6	1,5	0,4
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т		73	61	61	161
Содержание парафина, %		2,36	2,89	2,65	2

Табл. 5. Показатели разработки НПК – объектов применения первых ГРП за 1988 г.

Показатели	Салымское, ЮС <sub>0</sub>	Средне-Балькское	Малобалькское	Восточно-Сургутское, ЮС <sub>2</sub>	В сумме
		ачимовская толща			
Год начала добычи нефти	1974	1980	1987	1986	1974
Добыча нефти, тыс.т/год	121	24	89	5	239
То же из новых скважин, тыс.т	2	1	60	2	65
Добыча жидкости, тыс.т/год	121	40	90	9	260
Обводненность, %	–	41	1	41	8
Действ. фонд добывающих скважин	32	96*	31	4	163
Действ. фонд нагнетательных скважин	–	60*	3	–	63
Средний дебит нефти, т/сут	10,5	0,7	13,6	2,2	4,4
Дебит нефти новых скважин, т/сут	12,7	6,6	18,6	8,3	17,3
Средний дебит жидкости, т/сут.	10,5	1,2	13,7	3,8	4,8
Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	–	85	31	–	116
Накопленная добыча нефти, тыс.т	2164	341	98	13	2518
Ввод новых скважин, шт.	1	3	23	5	32
Время работы новых скважин, сут	133	39	140	55	117
Утвержденный КИН, доли ед.	0,27	0,07	0,20	0,10	

\*) – эти скважины были пробурены под проект «Бензол», не давший успешных результатов.

вого применения ГРП) увеличилась – до 10 % от общей добычи нефти.

Из табл. 3 следует, что дополнительная добыча нефти, полученная за счет применения технологии ГРП, уже в 1995 г. достигла 2,837 млн т или 10 % от общей добычи по «Юганскнефтегазу». Таким образом, направлению внедрения технологии ГРП в Западной Сибири был дан «зеленый» свет!

Несмотря на активизацию (в течение нескольких лет) работ по применению ГРП на месторождениях Юганского района, поле деятельности для дальнейшей реализации этой технологии в НПК оставалось огромным. Доля эксплуатационного бурения в 1995 г. на объектах НПК

превысила 50 % от общего объема. Текущие извлекаемые запасы нефти в НПК предприятия оценивались в 1 млрд т, а перспективное количество ГРП оценивалось здесь во многие тысячи скважино-операций.

Для справки также укажем, что к началу 1996 г. запасы нефти ВПК в АО «ЮНГ» были выработаны на 78 %, СПК – на 52 %, а НПК – всего лишь на 3 %. Текущие дебиты нефти в 1995 г. составляли: по ВПК – 12,9 т/сут, по СПК – 10,5 т/сут, по НПК – 15,4 т/сут, средний – 12 т/сут; дебит жидкости: по ВПК – 76 т/сут (при обводненности 83 %), по СПК – 30 т/сут (при обводненности 65 %), по НПК – 20 т/сут (при обводненности 25 %), средний дебит жидкости – 50 т/сут при обводненности 76 % [3].



Табл. 6. Входные и интегральные показатели работы скважин после первых ГРП

Месторождение, пласт	№№ скв.	Дата ГРП	Входные показатели			Накопленные показатели		Средний дебит нефти за весь период эксплуатации после ГРП, т/сут	Последняя дата анализа результатов
			q <sub>н</sub> , т/сут	q <sub>ж</sub> , т/сут	Fв, %	Σ T <sub>раб</sub> , сут	Σ Q <sub>н</sub> , т		
Восточно-Сургутское, ЮС <sub>2</sub>	113	1.07.1988	32	41	22	1566	8510	5,43	12.1997
Малобалькское, ачимовская толща	3003	29.07.1988	19,1	19,5	2	1387	13753	9,92	12.1991
Салымское, ЮС <sub>0</sub>	592	08.08.1988	12,7	12,7	–	3486	10302	2,96	08.1999
Средне-Балькское, ачимовская толща	2637	27.11.1988	6,1	6,3	3	2353	10865	4,62	07.1997
Средне-Балькское, ачимовская толща	2633	03.12.1988	20,2	22,7	11	1457	9169	6,29	05.1997
В среднем			18	20,4	12	2050	10520	5,13	

Табл. 7. Показатели эксплуатации пяти скважин (объектов первых ГРП) за период – до проведения гидроразрыва

Показатели	Скв. 3003	Скв. 2637	Скв. 2633	Скв. 113	Скв. 592
	Малобалькское ачим. толща	Средне-Балькское, ачим. толща	Средне-Балькское, ачим. толща	Восточно-Сургутское ЮС <sub>2</sub>	Салымское ЮС <sub>0</sub>
Ввод в добычу нефти	июнь 1987	июнь 2016	июнь 2016	июль 1988	сентябрь 1988
Дата ГРП	29.07.1988	27.11.1988	03.12.1988	11.07.1988	08.08.1988
Время работы до ГРП, сут	369	893	661	–	–
Накопленная до ГРП добыча, т	нефти	3000	1754	3942	–
	жидкости	3066	1792	5022	–
Средний дебит нефти за весь срок до ГРП	8,13	1,96	5,96	–	–
Средний дебит жидкости за весь срок до ГРП	8,31	2,01	7,60	–	–
Перед ГРП	qn, т/сут	13,3	0,34	0,38	–
	qж, т/сут	13,7	0,38	0,54	–
	fв, %	3	10	30	–

Таким образом, в Западной Сибири посредством массового внедрения технологии ГРП был запущен механизм эффективного извлечения запасов нефти из НПК с доведением КИН по этим объектам – до 0,3.

Однако вернемся к «пилотным» объектам и скважинам-«пионерам» гидроразрыва пласта в Западной Сибири.

### КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРВЫХ ГРП

В 1988 г. (а это первый год апробации ГРП) в ПО «ЮНГ» в годовой добыче нефти на долю ВПК приходилось – 61 %, СПК – 37 %, а на НПК всего лишь – 2 %. Средний дебит нефти по предприятию в 1988 г. составлял 27 т/сут (в т.ч. по новым скважинам – 25 т/сут), дебит жидкости – 74 т/сут.

Выбранные для проведения (силами фирмы «Canadian Fracmaster, LTD») показательных ГРП первые пять добывающих скважин действительно были пробурены на плохие, низкодебитные пласты ЮС<sub>0</sub>, ЮС<sub>2</sub> и ачимовскую толщу (табл. 4). Глубины залегания рассматриваемых залежей нефти – 2,6–3 км, нефтенасыщенная толщина пластов – 6–23 м, проницаемость – 2–7 мД (без пласта ЮС<sub>0</sub>), пористость – 16–17 % (без ЮС<sub>0</sub>), начальная нефтенасыщенность – 45–60 % (без ЮС<sub>0</sub>),

песчаность – 20–40 %, проводимость пластов – 50–160 мД·м (без ЮС<sub>0</sub>).

Запасы нефти, содержащиеся в рассматриваемых залежах, согласно существовавшим тогда критериям, несомненно, относились к трудноизвлекаемым. Для вовлечения их в эффективную разработку требовалось применить новые (для Западной Сибири) прорывные технологии интенсификации добычи нефти из скважин. Основные надежды сибирских ученых и производителей в этом плане были связаны с внедрением массивного гидроразрыва пласта. И эти надежды в перспективе полностью оправдались.

### ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ – ОБЪЕКТОВ ПЕРВЫХ ГИДРОРАЗРЫВОВ (ДО НАЧАЛА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП)

В 1988 г. пласты-объекты, подвергнутые первым ГРП, имели в целом следующие общие технологические показатели разработки (табл. 5):

- суммарная по этим четырем объектам добыча нефти – 239 тыс.т/год;
- добыча жидкости – 260 тыс.т/год при небольшой обводненности – 8 %;
- на этих объектах работало 163 добывающих и 63 нагнетательных скважины (причем 70 % из них от-

Табл. 8. Динамика дебитов и обводненности после ГРП по 5-ти скважинам за 12 «уплотненных» месяцев

Показатели	До ГРП	Месяцы («уплотненные»)											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$q_{н, т/сут}$	4,67	17,7	15,0	10,9	8,8	8,8	9,9	6,8	8,6	6,4	6,4	6,3	5,9
$q_{ж, т/сут}$	4,87	20,1	16,6	15,6	12,5	13,6	13,6	10,9	13,2	10,2	11,7	12,7	12,3
$f_{в, \%}$	4,1	11,9	9,6	30,1	29,6	35,3	27,2	37,6	34,8	37,3	45,2	50,4	50,2
$\bar{q}_{н, т/сут}$	26,4	100	84,7	61,6	49,7	49,7	55,9	38,4	48,6	36,2	36,2	35,6	33,3
$\bar{q}_{ж, т/сут}$	24,2	100	82,6	77,6	62,2	67,7	67,7	54,2	65,7	50,7	58,2	63,2	61,2

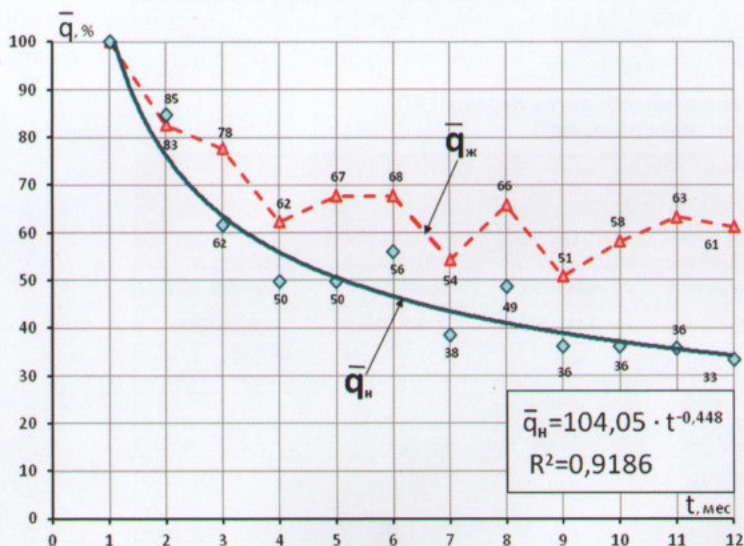


Рис. 2. Усредненная по пяти скважинам динамика падения дебитов за 12 «уплотненных» месяцев после ГРП – в безразмерном виде (в%)

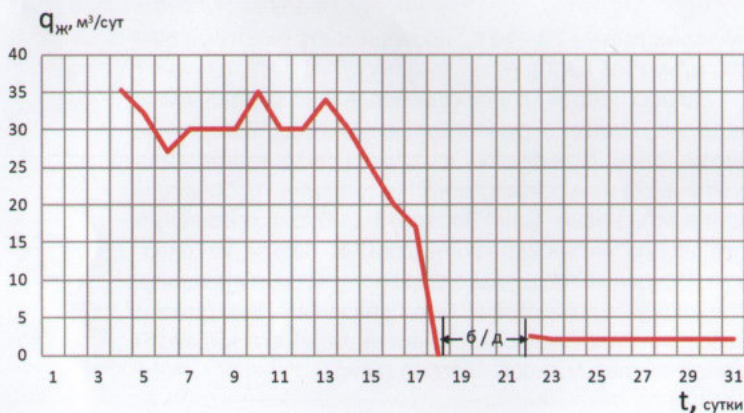


Рис. 3. Динамика посуточных дебитов жидкости после ГРП по скважине № 2633 Средне-Балыкского месторождения

носились к ачимовской толще Средне-Балыкского месторождения);

– средний дебит нефти был невелик, всего лишь – 4,4 т/сут (в том числе по новым скважинам – 17,3 т/сут – за счет Малобалыкского месторождения), средний дебит жидкости – 4,8 т/сут;

– закачка воды осуществлялась на двух объектах (ачимовской толще) – из четырех рассмотренных;

– накопленная добыча нефти с начала разработки составляла 2,518 млн т (в том числе по пласту ЮС<sub>0</sub> Салыма – 2,164 млн т или 86 % от общей);

– утвержденный КИН изменялся от 0,07 до 0,27 (ЮС0).

В целом, ранее полученные (до начала проведения работ по ГРП) результаты разработки низкопроницаемых объектов в ПО «ЮНГ» следует расценивать как малоуспешные. Вопрос о необходимости апробации применения технологии ГРП – к 1988 г. назрел особенно остро.

### ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОБНЫХ ГИДРОРАЗРЫВОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ В 1988 г. СИЛАМИ ФИРМЫ «КАНАДСКИЙ ФРАКМАСТЕР»

Результаты показательных ГРП, проведенных в пяти скважинах ПО «ЮНГ», оцениваются, в общем, как удовлетворительные, однако к сколь-нибудь впечатляющим их отнести нельзя. После ГРП входные дебиты нефти увеличились от 6,1 до 32 т/сут, в среднем составив 18 т/сут. Средний дебит жидкости после ГРП составлял – 20 т/сут при обводненности – 12 %.

Причины невысокой эффективности «пионерных» ГРП были обусловлены неотработанностью технологии проведения скважино-операций в новых сибирских геологических условиях (высокие пластовые давления в залежах, неизученность механических свойств пород-коллекторов (модуль Юнга, коэффициент Пуассона и т.п.), а также крайне малыми объемами закачанного в скважины пропанта, так как все проведенные ГРП были – «малообъемными».

За полный период анализа результатов эксплуатации скважин после ГРП (от 1387 до 3486 суток, в среднем – 2050 суток или 5,6 года) общая (включая базовую) накопленная добыча нефти по скважинам изменялась от 8510 до 13 753 т, в среднем – 10 520 т. Усредненный – за весь указанный период дебит нефти изменялся от 4,6 до 9,9 т/сут, в среднем – 5,1 т/сут (табл. 6).

Из табл. 6 видно, что две скважины (№№ 113 и 592) из пяти обработанных до ГРП – не имели истории разработки, т.е. ранее не эксплуатировались. Три же остальных скважины (№№ 3003, 2637, 2633) отработали до проведения ГРП – в среднем 641 сутки каждая. За этот период ими было отобрано в среднем по 2,9 тыс. т скв. при среднем дебите нефти – 4,67 т/сут, жидкости – 4,87 т/сут и обводненности – 4 %. Таким образом, для выполнения «пилотных» ГРП были выбраны действительно неэффективные, малодобитные скважины.



Табл. 9. Оценка дополнительной добычи нефти, полученной за счет ГРП по 5-ти скважинам (в пределах первого 1988 г.)

Показатели	Номера скважин					В сумме
	113	592	3103	2633	2637	
	ЮС <sub>2</sub>	ЮС <sub>0</sub>	Ачимовская толща			
Прирост дебита нефти после ГРП, т/сут	19,3	12,7	8,7	20	5	13,4
Время работы скважин после ГРП, сут	108	133	120	18	11	390
Дополнительная добыча нефти за счет ГРП в 1988 г, т	2085	1689	1044	360	55	5233

Табл. 10. Оценка дополнительной добычи нефти за счет ГРП по 5-ти скважинам за 12 «уплотненных» месяцев после гидроразрыва

Месяцы	Дебит нефти, т/сут			Дебит жидкости, т/сут			Обводненность, %		
	до ГРП	после ГРП	$\Delta q_n$	до ГРП	после ГРП	$\Delta q_j$	до ГРП	после ГРП	$\Delta f_v, \% \text{ абс}$
1	4,7	17,7	+13,0	4,9	20,1	+16,3	4,1	11,9	+7,8
2	4,7	15,0	+10,3	4,9	16,6	+11,7	4,1	9,6	+5,5
3	4,7	10,9	+6,2	4,9	15,6	+10,7	4,1	30,1	+26,0
4	4,7	8,8	+4,1	4,9	12,5	+7,6	4,1	29,6	+25,5
5	4,7	8,8	+4,1	4,9	13,6	+8,7	4,1	35,3	+31,2
6	4,7	9,9	+5,2	4,9	13,6	+8,7	4,1	27,2	+23,1
7	4,7	6,8	+2,1	4,9	10,9	+6,0	4,1	37,6	+33,5
8	4,7	8,6	+3,9	4,9	13,2	+8,3	4,1	34,8	+30,7
9	4,7	6,4	+1,7	4,9	10,2	+5,3	4,1	37,3	+33,2
10	4,7	6,4	+1,7	4,9	11,7	+6,8	4,1	45,2	+41,1
11	4,7	6,3	+1,6	4,9	12,7	+7,8	4,1	50,4	+46,3
12	4,7	5,9	+1,2	4,9	12,3	+7,4	4,1	52,0	+47,9
В среднем	4,7	9,3	+4,6	4,9	13,6	+8,7	4,1	31,6	+27,5

После проведения ГРП средний дебит нефти по скважинам увеличился с 4,67 до 17,7 т/сут (или в 3,8 раза), дебит жидкости вырос – с 4,87 до 20,1 т/сут (или в 4,13 раза), обводненность продукции изменилась незначительно – с 4,1 до 11,9 %. С учетом малообъемности закачанного пропанта эти результаты были, в целом, удовлетворительными. Однако производственники все же ожидали получения от этих первых гидроразрывов гораздо более высокой эффективности.

Из рис. 2 и табл. 8 следует, что за 12 «уплотненных» месяцев после ГРП средний дебит нефти по пяти обработанным скважинам снизился – с 17,7 до 5,9 т/сут, или в три раза. Ежемесячный темп падения дебита нефти составлял при этом в среднем 5,6 %. Указанное снижение дебитов нефти после ГРП – достаточно велико. Причины этого: малые объемы закачки пропанта (< 1 т на 1 метр нефтенасыщенной толщины), а также существенный рост обводненности после ГРП (средняя достигла 50 % – на 12-й месяц).

Возможно, некоторый интерес может представлять также начальная посуточная динамика дебита за первый месяц после ГРП – по скважине № 2633 Средне-Балыкского месторождения (рис. 3).

Из рис. 3 следует, что первые 10 суток после ГРП с даты запуска скважины № 2633 в работу дебит жидкости поддерживался стабильным – на уровне 35 – 30 м<sup>3</sup> сут, а затем резко снизился.

Спустя 12 «уплотненных» месяцев работы скважин после ГРП эффект от гидроразрыва (по дебиту нефти,

по сравнению с базовым 4,7 т/сут) – практически закончился (рис. 4), т.к. на 13-й месяц он снизился – до 4 т/сут.

По расчетам ООО «ТЭРМ», для условий деятельности АО «ЮНГ» в 1996 г. количество дополнительной нефти, добываемой для покрытия затрат на проведение одной операции ГРП, оценивалось в 3285 т. Таким образом, первые «пилотные» пять гидроразрывов оказались экономически убыточными.

### СОЗДАНИЕ СП «ЮГАНСКФРАКМАСТАР»

Первое в России СП «Юганскфракмастар» по гидроразрыву пласта было организовано в 1989 г., спустя почти год после проведения показательных работ по ГРП. Его создали ПО «Юганскнефтегаз» и фирма «Canadian Fracmaster, LTD» на основании Соглашения, заключенного в марте 1989 г. для проведения работ по ГРП в скважинах Юганского нефтеносного района [2].

Первые гидроразрывы силами уже собственно СП «Юганскфракмастар» были проведены во второй половине 1989 г. в скважинах пласта АС4 Мамонтовского месторождения: скв. 7407 – 30 июля 1989 г., скв. 7278 – 5 августа 1989 г., скв. 7438 – 12 августа 1989 г., скв. 7459 – 19 августа 1989 г., скв. 7398 – 28 августа 1989 г.

В самой первой скважине № 7404 (пласт АС4) Мамонтовского месторождения параметры ГРП, выполненного СП «ЮФМ», были: масса закачанного пропанта – 4,2 т, геля – 97 м<sup>3</sup>, максимальная концентрация пропанта – 900 кг/м<sup>3</sup>, минимальная – 100 кг/м<sup>3</sup>, давление закачки – 54 МПа. Показатели по скважине до ГРП составляли:

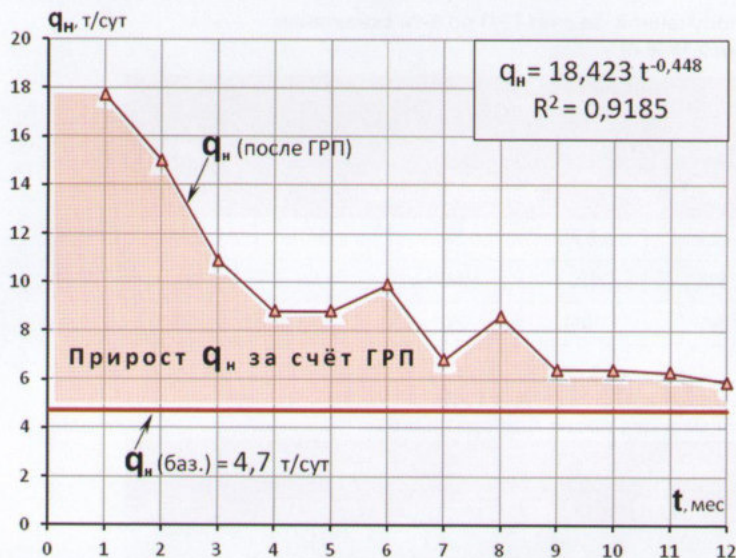


Рис. 4. Оценка приростов дебита нефти по 5-ти скважинам в течение 12 «уплотненных» месяцев после ГРП

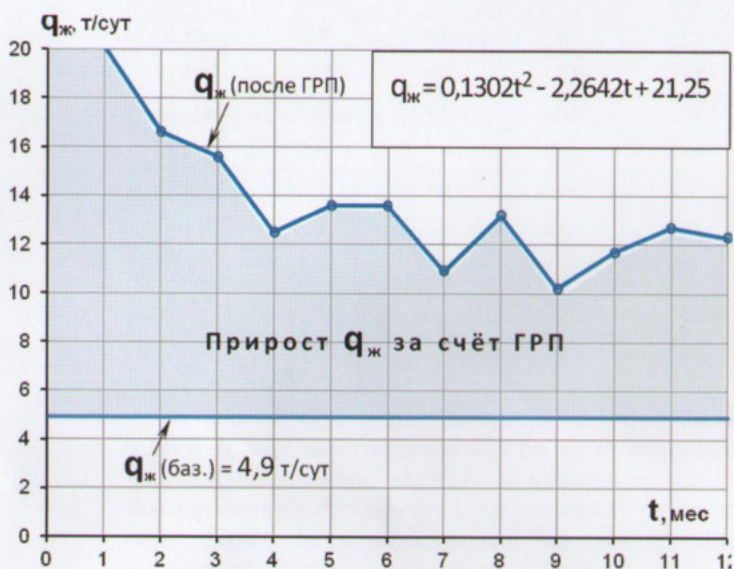


Рис. 5. Динамика приростов дебита жидкости по 5-ти скважинам в течение 12 «уплотненных» месяцев после ГРП

дебит нефти – 20 т/сут, жидкости – 23 м³/сут, обводненность – 0%; после ГРП: дебит нефти – 50 т/сут, жидкости – 58 м³/сут, обводненность – 0%; общая добыча нефти (после ГРП) по скважине № 7404 за 1989 г. – 4662 тонны.

В среднем по 11 скважинам Мамонтовского месторождения (9 – пласта АС4, 2 – пласта БС10), обработанным методом гидроразрыва в 1989 г., показатели были: до ГРП: дебит нефти – 26,8 т/сут, жидкости – 32,3 м³/сут, обводненность – 3,5%; после ГРП: дебит нефти – 42,5 т/сут, жидкости – 53,6 м³/сут, обводненность – 8%. Кратность роста дебита нефти за счет ГРП – 1,59 раза, дебита жидкости – 1,66 раза. Невысокая кратность увеличения дебитов за счет гидроразрыва обусловлена тем, что пласт АС4 относился к СПК, а БС10 – к ВПК, в которых ГРП являлся лишь способом снятия «скин-эффекта» в призабойной зоне пласта.

За период чуть более года (по состоянию на 01.09.1990 г.) СП «ЮФМ» выполнило 80 ГРП, в том числе на Мамонтовском месторождении – 46 ГРП, на Сред-

не-Балыкском – 19 ГРП, на Малобалыкском – 6 ГРП, на Правдинском – 4 ГРП, на Приразломном – 3 ГРП, на Восточно-Сургутском – 1 гидроразрыв, на Салымском – 1 гидроразрыв.

АО «Юганскфракмастер» за период с 1989 по 1996 г. выполнило более 1000 гидроразрывов пласта на 26 нефтяных пластах месторождений «Юганскнефтегаза». Успешность работ составила 94%. Доля ГРП, приходящихся на НПК, составила 85 % от общего количества. Объем закачанной жидкости разрыва изменялся – от 90 до 261 м³ (в среднем – 130 м³), масса закачанного пропанта – от 6 до 25 т/скв., в среднем – 14,5 т/скв. опер.). Ширина раскрытия трещин ГРП около скважины – 20 мм.

В 1991 г. «Юганскнефтегаз», стремясь демонopolизировать рынок услуг по ГРП, создал собственное предприятие по проведению гидроразрыва – управление «ИНТРАС» (интенсификация работы скважин), закупив для него американское оборудование. За первые пять лет работы (1991 – 1995 гг.) «ИНТРАС» выполнил более 200 гидроразрывов пласта (при плане на 1996 г. – 257 ГРП). Фактическая дополнительная добыча нефти за 5 лет составила – 438 тыс. т (эффект продолжался). Численность работников в управлении была доведена почти до 600 человек.

В 1991г. с участием фирмы «Canadian Fracmaster, LTD» в Западной Сибири было создано еще три совместных предприятия по производству гидроразрыва пласта: «Самотлор Сервисиз», «Васюган Сервисиз» и «Вах Фракмастер Сервисиз».

В целом, выполненные в 1988 г. первые пять ГРП, несмотря на их скромные результаты, явились своеобразным катализатором начала процесса массового применения гидроразрыва пласта в Западной Сибири. В частности, только по АО «ЮНГ» спустя несколько лет (в 1996 г.) было выполнено 517 ГРП/год с дополнительной годовой добычей нефти 3,545 млн т (удельная в год проведения ГРП – 6859 т/скв.). Накопленное же количество ГРП здесь достигло 1630 скважино-операций при удельной накопленной дополнительной добыче нефти – 10 тыс.т/скв. (при продолжающемся эффекте).

Таким образом, охват общего добывающего фонда в АО «ЮНГ» методом ГРП в 1996 г. составлял ~ 15 %, а действующего фонда ~ 25 %. Наибольшее количество ГРП было выполнено в НПК месторождений: Приразломное (463 ГРП), Малобалыкское (385 ГРП), Средне-Асомкинское (179 ГРП), Приобское (144 ГРП), а также в СПК и ВПК Мамонтовского месторождения (127 ГРП).

В последующие годы технология гидроразрыва пласта нашла в России широкое применение. По информации В.В. Шелепова [4], в 2011 г. в РФ, в сумме по крупным ВИНК, в скважинах было выполнено 6084 гидроразрыва пласта (что составляло 18 % от всех ГТМ), средняя технологическая эффективность одной скважино-операции ГРП составляла 8,1 тыс.т/скв. В декабре 2011 г., по данным журнала «ТЭК России» (ФГУП «ЦДУ ТЭК»), в сумме по ВИНК действующий добывающий фонд составлял 128 585 скважин. Таким образом, доля скважин, подвергнутых ГРП, по России в целом в 2011 г. составляла около 5 % от действующего добывающего фонда. Однако эти объемы многократно уступают объемам работ по гидроразрыву пласта в США.

В целом, за прошедшие 30 лет метод ГРП в России (с привлечением технологий западных сервисных компаний) получил колоссальное развитие. Технология ГРП



за рассматриваемый период была кардинально усовершенствована. К настоящему времени в Западной Сибири выполняют уникальные гидроразрывы с закачкой в скважину огромных масс пропанта.

Например, ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 2007 г. в нефтяной скважине выполнило рекордный гидроразрыв пласта с закачкой – 864 тонн пропанта [5]. При проведении этой уникальной операции было использовано 10 насосных агрегатов, два блендера, две линии подачи пропанта, две станции управления, более 40 емкостей для воды с общим объемом – более 2000 м<sup>3</sup>, 10 емкостей для пропанта с общей загрузкой – 1000 тонн. В проведении работ участвовало более 60 специалистов [5].

В июле 2016 г. ООО «Газпромнефть-Хантос» в горизонтальной скважине Приобского месторождения (южная часть) на участке длиной 1500 м был выполнен 30-стадийный ГРП с закачкой 1200 т пропанта. Компания «Роснефть» в 2016 г. провела в ГС на Самотлоре 29-стадийный ГРП. Таким образом, возможности метода ГРП и эффективность его проведения, даже в самых сложных геологических условиях, значительно увеличились.

Суммарная эффективность применения технологии ГРП при освоении ТриЗ низкопроницаемых пластов в Западной Сибири оказалась очень высокой. Например, на Приобском месторождении (южная часть) за счет массового 100 %-ного охвата фонда скважин технологией (всего на середину 2011 г. выполнено – 3,3 тыс. скважино-операций), дополнительная добыча нефти за счет ГРП за период с 2002 по 2010 гг. превысила – 26,4 млн т, что составляет 2/3 общей добычи нефти по месторождению за это время [6].

#### Выводы

1). К концу 1980-х гг. в Западной Сибири сложились все необходимые предпосылки для начала массового применения технологии гидроразрыва пласта. Основная причина – существенное ухудшение структуры запасов нефти, возрастание доли запасов в слабопроницаемых коллекторах, требующих широкомасштабного применения ГРП.

2). Первые пять «пилотных» (показательных) гидроразрывов пласта были выполнены в Западной Сибири фирмой «Canadian Fracmaster, LTD» (еще до создания СП «Юганскфракмастер») – в июле-декабре 1988 г. в скважинах Восточно-Сургутского, Салымского, Малобалыкского и Средне-Балыкского месторождений ПО «Юганскнефтегаз».

3). Несмотря на скромные, в целом, результаты первых работ по ГРП (обусловленные малыми объемами закачки пропанта), была показана принципиальная возможность и большая перспектива их применения для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в слабопроницаемых пластах месторождений Западной Сибири.

4). Выполненные в 1988 г. первые пять гидроразрывов пласта явились мощным «катализатором», инициировавшим массовый процесс последующего развития и внедрения технологии ГРП – на сотнях нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Достигнутые в этой области к 2018 г. результаты внедрения технологии гидроразрыва пласта иначе, как выдающимися – назвать нельзя.

#### Литература

1). А.С. Меликбеков. Теория и практика гидравлического разрыва пластов. М.: Недра, 1967. 140 с.



Рис. 6. График приростов обводненности по 5-ти скважинам в течение 12 «уплотненных» месяцев после ГРП

2). К. Хассин, Р. Петрик, Б. Нуриев. Юганскфракмастер – совместное советско-канадское предприятие по гидроразрыву пластов // «Нефтяное хозяйство». 1990. № 12. С. 39–44.

3). А.Н. Янин. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень; Курган: Изд-ство «Зурале», 2010. 608 с.

4). В.В. Шелепов. О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования их разработки / Сборник избранных статей, посвященный 50-летию деятельности ЦКР по УВС «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений». М.: НИИЦ «Недра-XXI», 2013. С. 8–20.

5). Д.В. Кардымон. ГРП – этапы развития, рекорды, перспективы / Материалы XI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». Ханты-Мансийск, 2008. С. 307–315.

6). М.А. Черевко, К.Е. Янин, А.Н. Янин. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ) // Территория нефтегаз. 2014. № 9. С. 16–25

#### Reference

1). Melikbekov A.S.. *Teoriya i praktika gidravlicheskogo razryva plastov* [Theory and practice of hydraulic fracturing]. Moscow Nedra Publ., 1967. 140 p.

2). Khassin K., Petrik R, Nuriyev B.. *Yuganskfrakmaster – Sovmestnoye Sovetsko-Kanadskoye predpriyatiye po gidrorazryvu plastov* [Joint Soviet-Canadian enterprise for hydraulic fracturing]. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], 1990, no. 12, pp. 39–44.

3). Yanin A.N.. *Problemy razrabotki neftnyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Problems of development of oil fields in Western Siberia]. Tyumen'; Kurgan, «Zaural'ye» Publ., 2010. 608 p.

4). Shelepov V.V. [On the state of the development of hydrocarbon deposits and measures to improve the design of their development]. *Sbornik izbrannykh statey, posvyashchenny 50-letiyu deyatel'nosti TSKR po UVS «Sostoyaniye i dal'neyshey razvitiye osnovnykh printsipov razrabotki neftnyanykh mes-torozhdeniy»*. O sostoyanii razrabotki mestorozhdeniy UVS i merakh po sovershenstvovaniyu proyektirovaniya ikh razrabotki. Moscow, NIITS «Недра-XXI» Publ., 2013, pp. 8–20.

5). Kardymon D.V. GRP – [On the state of the development of hydrocarbon deposits and measures to improve the design of their development]. *Materialy XI nauchno-prakticheskoy konferentsii «Puti re-alizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Etapy razvitiya, rekordy, perspektivy*. ХМАО-Югры, Khanty-Mansiysk, 2008, pp. 307–315.

6). Cherevko M.A., Yanin K.E., Yanin A.N.. Retrospektivnyy analiz sistemnogo primeneniya gidrorazryva plastov na Priobskom mestorozhdenii (YULT) [A retrospective analysis of the systemic application of hydraulic fracturing in the Priobskoye field (YLT)]. *Territoriya neftegaz* [Territory of oil and gas], 2014, no. 9. pp. 16–25.