

## Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ\*)

**М.А.Черевко**, заместитель генерального директора  
– главный геолог ООО "Газпромнефть-Хантос";

**К.Е. Янин**, заместитель генерального директора ООО "Проектное бюро "ТЭРМ";

**А.Н. Янин**, генеральный директор ООО "Проектное бюро "ТЭРМ"

Цель статьи – обобщить результаты и установить основные закономерности в применении большеобъемных гидроразрывов пластов в условиях уникального Приобского месторождения (ЮЛТ). Всего за 2002-2012гг. здесь было выполнено более 3,3 тыс. "попластовых" гидроразрывов.

### 1. Краткие сведения о геологическом строении месторождения

Основным объектом разработки на месторождении является горизонт АС<sub>10-12</sub>, содержащий 22 литологически экранированные залежи нефти. В подсчете запасов 2009г. здесь выделено 7 продуктивных пластов: АС<sub>10</sub><sup>0-7</sup>, АС<sub>10</sub><sup>0-2</sup>, АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>, АС<sub>10</sub><sup>4</sup>, АС<sub>11</sub><sup>1</sup>, АС<sub>12</sub><sup>1</sup>, АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup>. Условно их можно объединить в два горизонта – АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>. На объекте АС<sub>10-12</sub> по сетке 433×500 м (ПСС = 21,65 га/скв.) пробурено 1962 эксплуатационные скважины, разбуренная площадь ≈ 42,5 тыс.га. По данным ГИС пробуренных скважин получены следующие характеристики (табл.1).

Табл. 1. Характеристика продуктивных горизонтов ЮЛТ

Параметры	Горизонт АС <sub>10</sub>		Горизонт АС <sub>12</sub>		По АС <sub>10-12</sub>	
	Диапазон	Среднее	Диапазон	Среднее	Диапазон	Среднее
Число учтенных скважин	1538		1391		1962	
Общая толщина горизонта, м	28-252	159	39-380	153	65-459	268
Нефтенасыщенная толщина, м	0,4-50	12,6	0,4-48,5	10,9	0,8-70	17,6
Песчанистость (в коллекторах), %	3-100	38	2-100	40	1-100	22
Расчлененность, б/р	1-66	13	1-45	11	1-68	18
Пористость, %	13,1-21,1	17,2	14-21,6	17	11,8-21	17,2
Нефтенасыщенность, %	33-82	64,3	33-82	60,7	43-80	63,4
Проницаемость по ГИС, мД	0,1-119	8,5	0,1-125	2,7	0,1-125	6,1
Проводимость, мД·м	0,1-1403	104	0,1-855	31	0,5-1441	103
Средняя толщина одного проницаемого пропластка	0,2-16,8	1,35	0,3-10,2	1,2	0,2-16,8	1,28
Послойная неоднородн., V <sup>2</sup> <sub>посл</sub>	0-3	0,463	0-5,3	0,427	0-5	0,739

К особенностям объекта АС<sub>10-12</sub> относятся: большой этаж нефтеносности, клиноформное строение пластов, присутствие зон замещения коллекторов, повышенная зональная и послойная неоднородность, прерывистость пластов, низкая песчанистость и значительная расчлененность.

Таким образом, объект характеризуется очень сложным геологическим строением и крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов. Успешная их разработка невозможна без массового применения современных технологий: большеобъемных гидроразрывов в сочетании с максимальными депрессиями в добывающих скважинах.

### 2. Показатели разработки месторождения

Приобское месторождение (ЮЛТ) введено в добычу в 1999 г. запуском разведочной скважины №477. Эксплуатационное разбуривание началось в 2001 г. В 2008-2011 гг. проходка превышала 1 млн.м/год, достигнув максимума 1,287 млн.м в 2009г., при вводе 396 новых скважин. Суммарная проходка за

\* ЮЛТ – южная лицензионная территория

10 лет превысила 5,7 млн.м. Всего на месторождении пробурено 2122 скважины. При продолжении активного разбуривания месторождение имеет перспективу превысить планку в 12 млн.т, заняв в ХМАО-Югре третье место (после Самотлорского и Приобского /СЛТ/ месторождений) по уровню текущей годовой добычи нефти.

За счёт применения интенсивной однорядной системы разработки, а также своевременного формирования системы ППД удалось устранить негативное влияние таких существенных геологических факторов, как особо низкая проницаемость и проводимость коллекторов.

Благодаря массовому применению большеобъемных ГРП средний дебит нефти новых скважин удалось нарастить с 29 (в 2001г.) до 83 т/сут (в 2004 г.), обеспечив среднюю приёмистость нагнетательных скважин на уровне 250-480 м<sup>3</sup>/сут. Средневзвешенный по годам (и вводу скважин) дебит нефти новых скважин за 1999-2010 гг. составил 40,65 т/сут, удельный дебит на 1 м – 2,31 т/сут/м, на 1 единицу проводимости – 0,379 т/сут/мД·м.

Если в начальный период разработки соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин было неблагоприятным (до 10 – в 2003г.), то в 2010-2011гг. оно снизилось до 1,9-1,8. За счет создания активной системы воздействия и быстрого формирования системы ППД удалось обеспечить текущее пластовое давление в зонах отбора залежей на необходимом уровне, т.е. всего лишь на 8-11 % ниже начального.

За счёт усиления системы ППД удалось существенно замедлить темпы падения дебитов жидкости скважин. Процент падения добычи нефти по переходящему фонду добывающих скважин в 2007-2010гг. в условиях особо низкопроницаемых коллекторов находился на вполне приемлемом уровне – 33-27 % в год.

Благодаря литологическому типу строения залежей, отсутствию ВНЗ и повышенной нефтенасыщенности пластов удалось обеспечить вполне удовлетворительную характеристику вытеснения.

В целом результаты разработки ЮЛТ месторождения следует оценивать – как весьма успешные и эффективные.

### **3. История применения гидроразрывов пласта**

Ключевым решением при разработке месторождения является проведение ГРП в цикле строительства скважин на всем добывающем и нагнетательном фонде скважин в сочетании с поддержанием низких забойных давлений в добывающих скважинах.

Объемы ежегодно выполненных гидроразрывов имели растущую (за исключением 2008 г.) тенденцию. Около 60% от количества ГРП приходится на горизонт АС<sub>10</sub>. При этом активность их применения на горизонте АС<sub>12</sub> с наилучшими геолого-физическими характеристиками – несколько замедляется.

**Табл. 2. Динамика количества гидроразрывов пласта**

Горизонты	Годы									Всего	То же, в %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
АС <sub>10</sub>	3	69	76	132	247	250	151	370	486	1784	59
АС <sub>12</sub>	1	22	59	101	156	234	283	195	172	1223	41
В сумме	4	91	135	233	403	484	434	565	658	3007	100

Лабораторные исследования, проведенные привлекаемыми ООО "Газ-промнефть-Хантос" подрядными организациями, позволили усовершенствовать дизайн ГРП, выбрать оптимальные рецептуры жидкостей разрыва, разработать более прочные марки проппанта и улучшить методы его закрепления в пласте. С целью оптимизации дизайна ГРП привлекались самые современные зарубежные методы (MDT, FMI, DSI) исследования коллекторов. В результате, к настоящему времени предприятию удалось достичь весьма эффективного управления процессами гидроразрыва пластов.

#### 4. Анализ массы закачанного в скважины проппанта

Масса проппанта за историю изменялась в диапазоне от менее, чем 20 – до более 200 т/скв, составляя в среднем 94 т/скв. Максимальный ("попластовый") объем закачки проппанта достигал 452 т/скв.-опер. (скв.№15752), а в сумме по всем ГРП, выполненным в одной скважине максимально – 936 т/скв. Распределение количества выполненных "попластовых" 2927 гидроразрывов по массе закачанного проппанта показано в табл. 3 и на рис. 1.

Табл. 3. Распределение скважин по массе закачанного проппанта

Масса проппанта, т	Периоды (годы)			Всего операций	То же, в %
	2002-2004	2005-2007	2008-2010		
менее 20	1	29	43	73	2,5
20-40	11	61	317	389	13,3
40-60	14	162	331	507	17,3
60-80	33	189	256	478	16,3
80-100	46	209	224	479	16,4
100-120	48	126	169	343	11,7
120-140	28	69	92	189	6,5
140-160	28	67	62	157	5,4
160-180	12	36	30	78	2,7
180-200	5	44	24	73	2,5
более 200	6	99	56	161	5,5
<b>Всего</b>	<b>232</b>	<b>1091</b>	<b>1604</b>	<b>2927</b>	<b>100</b>
То же в %	7,9	37,3	54,8	100	

Несмотря на то, что в 2008-2010гг. общее количество ГРП на 68% превышало их число за предыдущие 2005-2007гг., в структуре работ наблюдались заметные (обратные) изменения. Если в 2005-2007гг. на долю большеобъемных (более 100т проппанта) ГРП приходилось около 40% количества операций, то в 2008-2010гг. объем пропан-

та более 100 т – отмечался лишь в каждой четвертой операции. И наоборот, доля относительно малообъемных (с массой проппанта < 40т/опер.) операций при этом увеличилась с 9 до 23%. В основном, это связано с переносом работ в зоны с меньшими толщинами ( $h_n$ ) объекта. Средняя  $h_n$  в скважинах, пробуренных в 2008-2010гг., составляла 16 м, что на 4,4 м (или 22%) меньше, чем за 2005-2007гг. (20,4 м) – табл.4.

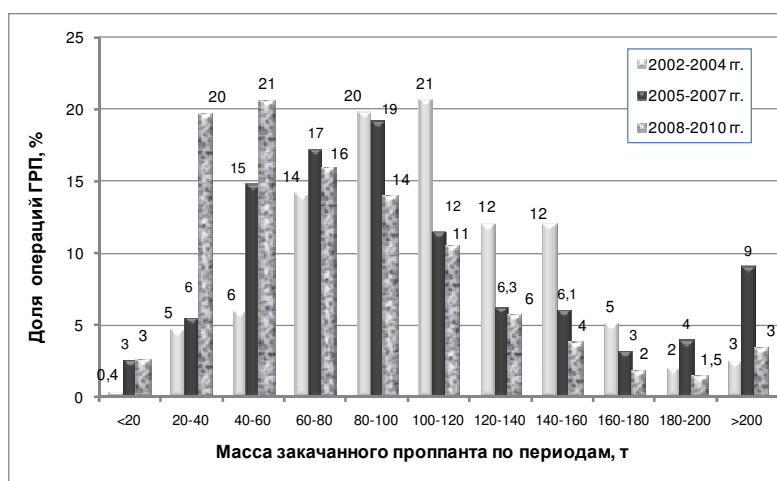


Рис. 1. Распределение выполненных ГРП по массе закачанного проппанта

Табл. 4. Распределение вводимых скважин по величине  $h_{нн}$ 

$h_{нн}$ , м	Ввод скважин по годам, шт.									Всего, шт.	То же, в %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
менее 3 м							3	6	6	15	1
3 - 5	1				1	4	12	25	15	58	3
5 - 10		11	3	14	27	34	68	115	58	330	19
10 - 15	1	12	7	19	53	58	62	85	88	385	22
15 - 20	2	6	8	22	36	56	54	65	78	327	19
20 - 25		4	9	12	30	39	43	51	49	237	14
25 - 30	1	2	8	12	18	28	30	22	37	158	9
30 - 35		1	9	9	21	14	18	13	18	103	6
35 - 40		1	6	10	10	7	6	2	7	49	3
40 - 45		1	2	8	7	7	4		3	32	2
более 45 м		1	10	7	3	1	4	1	1	28	2
<b>Всего скважин</b>	<b>5</b>	<b>39</b>	<b>62</b>	<b>113</b>	<b>206</b>	<b>248</b>	<b>304</b>	<b>385</b>	<b>360</b>	<b>1722</b>	<b>100</b>
Средняя $h_{нн}$ , м	15,7	16,5	29,6	23,8	20,3	18,9	17,3	14,1	17,0	18 м	
	24,1 м			20,4 м			16 м				

Анализ работ в разрезе горизонтов позволяет сделать вывод о том, что общее количество большеобъемных операций (> 100т проппанта) в 2002-2010гг. по ним – примерно одинаково: по горизонту АС<sub>10</sub> – 517 ГРП (или 29% всех операций на этом же горизонте), по горизонту АС<sub>12</sub> – 484 ГРП (или 42%) – табл. 5.

Табл. 5. Распределение ГРП по массе проппанта и отдельным горизонтам

Масса закачанного проппанта, т	Горизонт АС <sub>10</sub>		Горизонт АС <sub>12</sub>		В целом по АС <sub>10-12</sub>	
	Количество ГРП, шт.	То же, в %	Количество ГРП, шт.	То же, в %	Количество ГРП, шт.	То же, в %
менее 20	53	3	20	2	73	2
20-40	235	13	154	13	389	13
40-60	337	19	170	15	507	17
60-80	306	17	172	15	478	16
80-100	313	18	166	14	479	16
100-120	201	11	142	12	343	12
120-140	104	6	85	7	189	6
140 - 160	75	4	82	7	157	5
160 - 180	34	2	44	4	78	3
180 - 200	19	1	54	5	73	2
более 200	84	5	77	7	161	6
<b>Всего</b>	<b>1761</b>	<b>100</b>	<b>1166</b>	<b>100</b>	<b>2927</b>	<b>100</b>
В среднем	88		103		94	

Вследствие высокой доли большеобъемных гидроразрывов по горизонту АС<sub>12</sub> средняя удельная масса проппанта здесь весьма высока – 103 т/опер. Это на 17% выше аналогичного показателя по горизонту АС<sub>10</sub> – 88 т/опер. Важно отметить то, что на протяжении 2007-2010гг. по горизонтам АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> наблюдалось сближение средних величин массы проппанта на одну скважинооперацию, а также синхронность динамики их изменения во време-

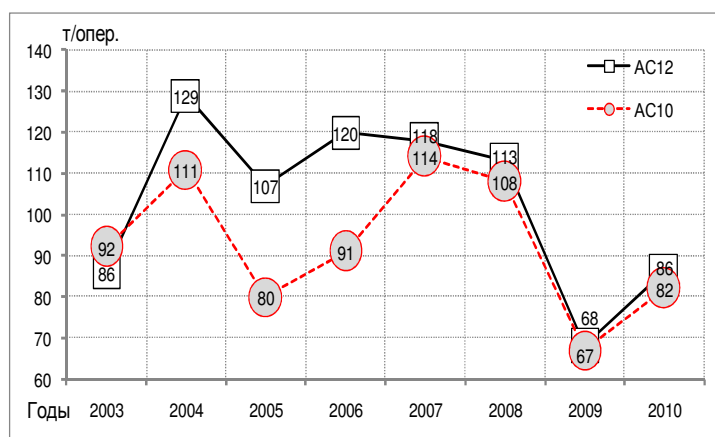


Рис. 2. Динамика удельной массы закачанного проппанта (т/опер.)

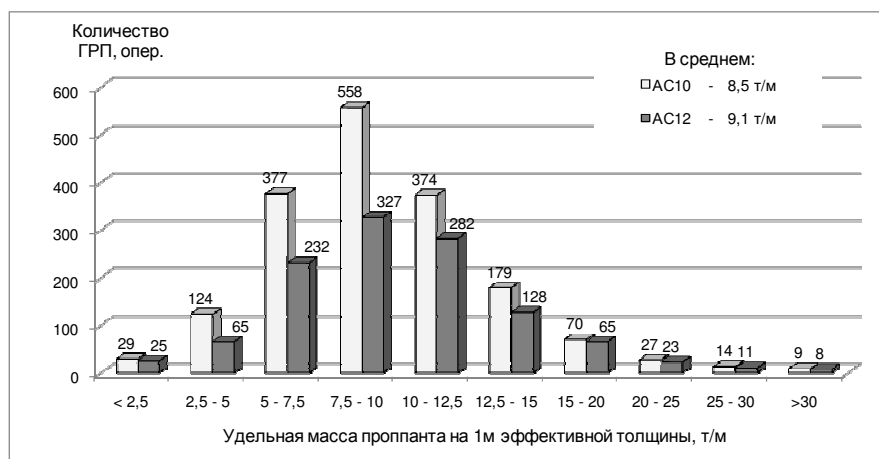
ни (рис. 2).

В целом за историю разработки ЮЛТ среднее значение удельного расхода проппанта составляет 8,7 т/м. В половине всех операций удельный расход проппанта на 1 м эффективной толщины составляет 5-10т (табл. 6, рис. 3). Еще в  $\frac{1}{3}$  случаев этот показатель изменяется в пределах от 10 до 15 т/м. В динамике по годам средний удельный объем проппанта изменялся от 7,2 до 10,6 т/м, в т.ч. за 2010 г. составлял – 7,7 т/м. По отдельным горизонтам структура выполненных ГРП в части удельного расхода проппанта – также идентична. Примерно в 84% операций удельный расход проппанта изменялся от 5 до 15 т/м (табл. 6).

**Табл.6. Распределение скважин по удельной массе закачанного проппанта**

Годы	Количество тонн проппанта на 1 м толщины, т/м										Всего ГРП, шт.	То же, в %
	менее 2,5	2,5 - 5	5 - 7,5	7,5 - 10	10 - 12,5	12,5 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	более 30		
2002	1	0	2	0	0	0	1	0	0	0	4	0,1
2003	6	15	22	19	5	13	4	3	1	3	91	3
2004	1	15	23	30	24	18	11	11	2	2	137	5
2005	8	13	44	92	54	14	2	1	0	2	230	8
2006	15	19	53	147	98	27	16	4	3	1	383	13
2007	12	11	39	121	167	88	23	10	5	2	478	16
2008	2	11	45	92	135	52	29	8	7	3	384	13
2009	4	30	188	214	72	30	16	3	4	2	563	19
2010	5	75	193	170	101	65	33	10	3	2	657	22
Всего	54	189	609	885	656	307	135	50	25	17	2927	100
То же,	2	6	21	30	22	10	5	2	0,9	0,6	100	

Близкие значения удельного расхода проппанта по горизонтам АС<sub>10</sub> (8,5 т/м) и АС<sub>12</sub> (9,1 т/м) свидетельствует о схожих подходах к технологии выполнения работ, что обусловлено, в общем-то, сопоставимыми (кроме проницаемости) геолого-физическими их параметрами.



**Рис. 3. Распределение ГРП по удельной массе проппанта, т/м**

## **5. Анализ эффективности выполненных гидроразрывов**

Проведение анализа осложнено тем, что ГРП в массовом порядке проводили сразу после бурения. Вследствие этого, практически по всему фонду отсутствуют базовые значения показателей работы скважин – до интенсификации притоков. Тем не менее, ориентировочная оценка прироста добычи нефти за счет ГРП выполнена как по каждой скважине, так и по месторождению в целом.

С целью оценки базовых (т.е. без ГРП) дебитов были изучены результаты первичных испытаний разведочных скважин в пределах ЮЛТ. Для осреднения

полученных при испытании результатов и соответствующих им геолого-физических и динамических характеристик использованы сведения более, чем по 30 достоверным замерам. Установлено, что базовые (начальные) дебиты нефти и жидкости составляют 10-12 т/сут. Для каждой эксплуатационной скважины (подвергнутой ГРП) базовые дебиты оценивались с учетом вскрытых в ней горизонтов и их геолого-физических параметров ( $h_{нн}$ ,  $K_{пр}$ , проводимость). Определив базовые (без ГРП), а также имея фактические (с ГРП) дебиты, можно оценить дополнительную добычу нефти, обеспеченную за счёт технологии.

В процессе анализа путём проведения специальных расчетов установлено, что за историю разработки (2002-2010гг.) около  $\frac{2}{3}$  от всей накопленной добычи нефти по месторождению было обеспечено именно за счет массового применения ГРП (рис. 4). Это позволяет сделать вывод о том, что в условиях Приобского месторождения гидроразрыв низкопроницаемых пластов является не столько традиционным методом интенсификации работы скважин, сколько высокоэффективной технологией разработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

Плавное снижение доли нефти, полученной за счет ГРП – до 60% в 2010г., обусловлено увеличением в структуре добывающего фонда доли скважин, имеющих весьма продолжительный период эксплуатации после проведения гидроразрывов и, как следствие, вполне закономерное снижение дополнительной добычи нефти по ним.

Эффективность гидроразрывов и её продолжительность по скважинам с заметно отличающимися геолого-физическими характеристиками, – различна. Тем не менее, выраженной общей закономерностью для большинства скважин, является высокий темп падения дебитов нефти – за первый период (полгода – год) после проведения гидроразрыва (табл. 7).

Табл. 7. Темпы падения дебитов скважин по нефти после ГРП

Нефтенасыщенная толщина, м	Средний дебит нефти, т/сут			Темп падения, %			Средний уд. дебит нефти, (т/сут)/м		
	За 1 <sup>ый</sup> месяц	Через полгода	Через 1 год	Цепной		Базисный	За 1 <sup>ый</sup> месяц	Через полгода	Через 1 год
	(по 1905 скв.)	(по 1407 скв.)	(по 1107 скв.)	Через полгода	Через 1 год		(по 1905 скв.)	(по 1407 скв.)	(по 1107 скв.)
<5м	23,4	12,9	11,7	-45	-9	-50	6,3	3,3	3,0
5 - 10	35,4	20,7	19,5	-41	-6	-45	4,5	2,6	2,4
10 - 15	43,3	27,2	25,3	-37	-7	-42	3,5	2,2	2,0
15 - 20	51,7	31,1	29,1	-40	-6	-44	3,0	1,8	1,7
20 - 25	57,3	31,1	26,9	-46	-13	-53	2,6	1,4	1,2
25 - 30	60,6	39,6	34,3	-35	-13	-43	2,2	1,4	1,3
30 - 35	74,9	44,4	37,4	-41	-16	-50	2,3	1,4	1,2
35 - 40	94,5	52,2	43,7	-45	-16	-54	2,5	1,40	1,2
40 - 45	97,1	54,4	44,4	-44	-18	-54	2,3	1,30	1,1
45 - 50	93,5	51,0	42,1	-45	-17	-55	2,0	1,08	0,9
В среднем	51,3	31,1	28,2	-39	-9	-45	2,9	1,68	1,49

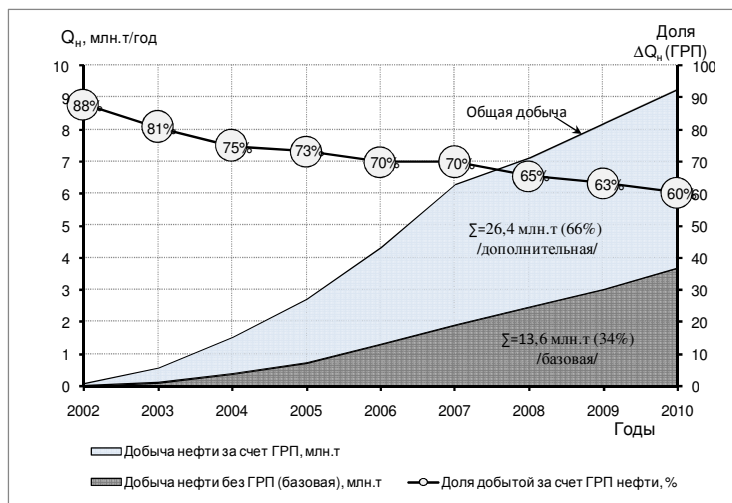
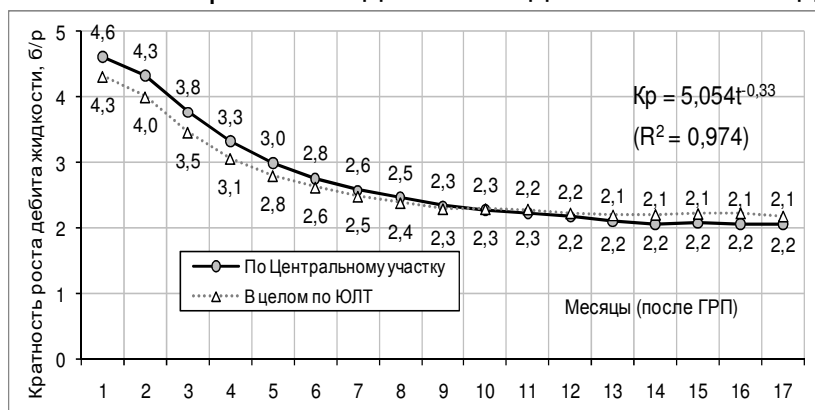


Рис. 4. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ГРП на Приобском месторождении (ЮЛТ)

В ходе исследования установлено, что "усредненная" скважина за первые 6 месяцев эксплуатации после проведения ГРП теряла 39% от своего стартового дебита нефти, а за 12 месяцев потери достигали – 45%. Если средний начальный дебит нефти всех скважин, обработанных ГРП, составлял – 51 т/сут, то за полгода дебит снижался – до 31 т/сут, а за год – до 28 т/сут.

В целом длительность эффекта от гидроразрывов, выраженная в кратности роста дебита жидкости (относительно его значения – до проведения операции) – достаточно велика. В условиях отсутствия начального периода работы скважин (без интенсификации) за базу принимались расчетные дебиты жидкости, полученные с учетом достоверных результатов испытаний разведочных скважин и конкретной проводимости горизонтов в каждой эксплуатационной скважине (по ГИС). Представленная на рис. 5 динамика изменения кратности дебита демонстрирует более резкое падение дебита жидкости в течение первых 6-9 месяцев после проведения работ и замедление темпов снижения кратности дебита жидкости – в последующие месяцы эксплуатации.



**Рис. 5. Снижение кратности дебита жидкости (после ГРП) во времени**

Операции ГРП, выполненные по Центральному (основному) участку (ЮЛТ), характеризуются несколько более высокой кратностью роста дебитов жидкости – в первые 6 месяцев работы скважин после проведения гидроразрыва.

Что касается длительности эффекта от выполненных работ, то здесь можно отметить следующее. По

наиболее долго разрабатываемому Центральному участку продолжительность эффекта от выполненных ГРП превышает 5 лет и полученный эффект продолжается.

Дополнительная добыча нефти по Центральному участку за счет одной операции ("попластового") ГРП оценивается на уровне 16 тыс.т/опер. С учетом того, что в каждой скважине фактически было выполнено по 3-5 и более "попластовых" ГРП, дополнительная добыча на 1 скважину в сумме от всех выполненных операций оценивается здесь на уровне 51 тыс.т/скв.

## **6. Об эффективности повторных гидроразрывов /ГРП-2/**

Во многих скважинах месторождения гидроразрывы были выполнены не по одному разу. Поскольку величина глинистого раздела между горизонтами АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> – весьма значительна (от десятков до 200м и более), то при вводе скважин в эксплуатацию ГРП выполнялся, как правило, на каждом из горизонтов. В некоторых же скважинах были проведены повторные операции, эффективность которых также оказалась неплохой (но несколько ниже, чем по первичным операциям). Например, за 8 месяцев 2010 года в 50 скважинах (введенных в эксплуатацию в период с 2002 по 2009г.) были выполнены повторные гидроразрывы. На рис. 6 представлено сравнение эффективности выполненных в этих скважинах первичных и повторных ГРП, выраженной в кратности роста дебита жидкости. При этом в случае анализа эффекта от повторно-

го ГРП за исходную базу принимался дебит жидкости по скважине – непосредственно перед выполнением повторного гидроразрыва.

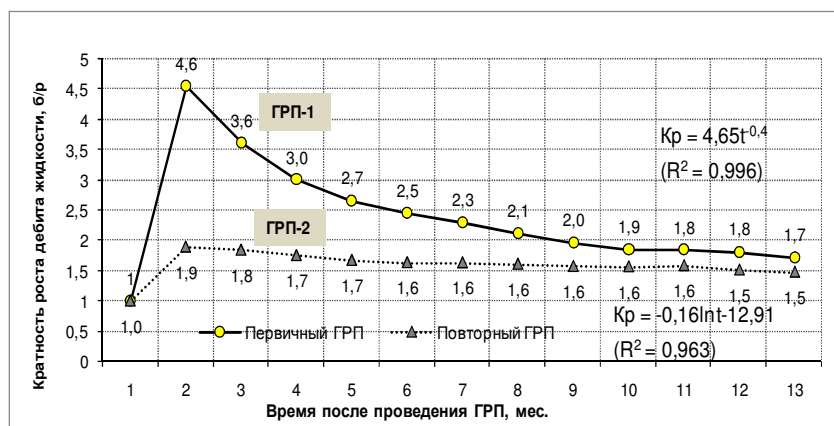


Рис. 6 Динамика кратности роста дебита жидкости после ГРП-1 и ГРП-2 (по 50 скважинам, в которых в течение 8 месяцев 2010г. выполнены повторные ГРП)

Более скромные (относительные) показатели увеличения дебита жидкости, а также более плавная динамика его снижения после повторных гидроразрывов – вполне закономерны. Это связано с наличием в пласте остаточных трещин (созданных при первичных операциях), а также снижением пластовых давлений в залежах на дату проведения ГРП-2.

## 7. Анализ дизайнов выполненных гидроразрывов

Высокая успешность ГРП является следствием детальной проработки дизайна работ. Для характеристики геометрии трещин обычно используют безразмерное "число проппанта"  $N_{prop}$  [1], по сути представляющее собой весовое отношение объема упакованной трещины к объему пласта в пределах зоны дренирования:

$$N_{prop} = l_x^2 C_{fd} [1], \quad (1)$$

где  $l_x$  – коэффициент проникновения (вскрытия);

$C_{fd}$  – безразмерная проводимость трещины разрыва.

Для анализа соответствия фактических параметров геометрии трещин оптимальным значениям, данные по проведенным ГРП были сгруппированы К.Е.Яниным по девяти интервалам числа проппанта – от 0,05 до 1. Далее, для каждого числа проппанта ( $> 0,1$ ), согласно алгоритмам [1], было рассчитано оптимальное значение безразмерной проводимости, с которыми и сравнивались фактические показатели (рис. 7).

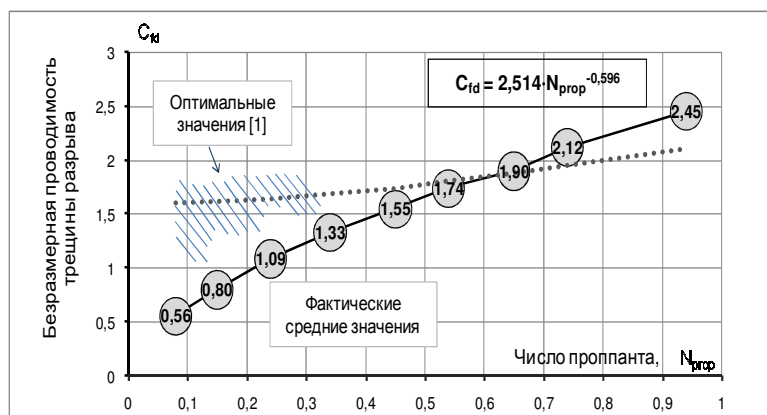


Рис. 7. Сравнение оптимальной и фактической безразмерных проводимостей трещин

Заметим, что при относительно низких значениях  $N_{prop}$  наблюдается наибольшее отклонение показателя  $C_{fd}$  от оптимальных значений. Пониженные значения безразмерной проводимости косвенно свидетельствуют о том, что созданные в пласте параметры (длина и ширина) трещин – не являются оптимальными. Гидроразрывы с  $N_{prop} < 0,1$ , характеризующиеся в среднем трехкратным от-



клонением параметра  $C_{fd}$  от оптимальной величины, можно рассматривать как операции, в результате которых в пласте образовались относительно узкие трещины гидроразрыва.

Среднее значение  $N_{prop}$  для всех ГРП, выполненных на ЮЛТ, составляет 0,22. Сопоставление расчетных и фактических показателей показало, что 60% выполненных ГРП характеризуется достижением безразмерного числа проппанта – в интервале 0,1-0,3, а еще 15% – значениями 0,05-0,1. Следовательно, оптимальное значение параметра  $C_{fd(опт)}$ , отражающего соотношение пропускной способности трещины ГРП и фильтрационной способности пласта, для большинства операций должно быть несколько выше «базового значения» – 1,6.

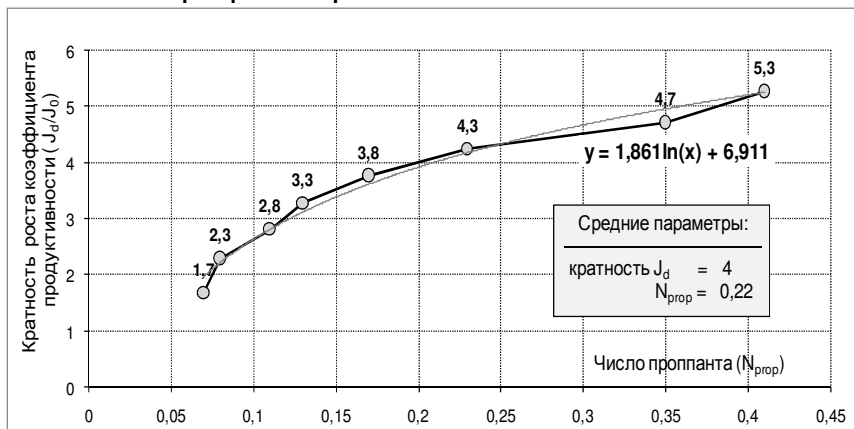
Качественная оценка ГРП, выполненных на ЮЛТ, основанная на соотношении безразмерной проводимости и числа проппанта приведена в табл.8. В этой таблице представлены расчетные значения  $C_{fd(опт)}$  для операций ГРП с  $N_{prop} > 0,1$ . Максимальный коэффициент продуктивности  $J_d$  достигается при значениях безразмерной проводимости трещин  $C_{fd}$ , близких к оптимальным. Следовательно, сопоставляя фактическую безразмерную проводимость  $C_{fd}$  и  $C_{fd(опт)}$ , можно оценить то количество ГРП, которое в наибольшей степени соответствует требуемым критериям эффективности. В табл. 8 затонированы ячейки, в которых выполненные ГРП можно отнести к наиболее успешным. В общей сложности к группе высокоэффективных можно отнести около 50% выполненных гидроразрывов.

**Табл. 8. Оценка качества гидроразрывов, выполненных на ЮЛТ**

Число проппанта, доли ед.	Безразмерная проводимость разрыва ( $C_{fd}$ ), доли ед.										Всего, опер.	То же, в %
	$C_{fd}$ (оптимальн.)	менее 0,2	0,2-0,4	0,4-0,6	0,6-0,8	0,8-1,0	1,0-1,3	1,3-1,6	1,6-2,0	более 2		
0,05 - 0,1	1,60	22	155	164	80	37	26	8	3	5	500	15
0,1 - 0,2	1,61	3	165	314	297	166	129	51	36	36	1197	37
0,2 - 0,3	1,64		14	102	190	126	110	89	50	51	732	23
0,3 - 0,4	1,68			16	49	79	87	56	40	50	377	12
0,4 - 0,5	1,74			4	14	13	61	37	30	31	190	6
0,5 - 0,6	1,80				2	2	21	27	22	18	92	2,8
0,6 - 0,7	1,87			1	1	1	6	15	27	23	74	2,3
0,7 - 0,8	1,95						1	3	17	19	40	1,2
более 0,8	2,11							0	5	39	44	1,4
Всего	1,65	25	334	601	633	424	441	286	230	272	3246	100
То же, в %		1	10	19	20	13	14	9	7	8	100	

Из работы [1] следует, что максимально возможный (для  $N_{prop}=1$ ) безразмерный коэффициент продуктивности составляет примерно 0,9; для неповрежденной вертикальной скважины – 0,12-0,14 (в зависимости от сетки разбуривания и принятого радиуса скважины). Таким образом, для псевдостационарного режима (относительно нулевого скина) имеется гипотетический максимум кратности увеличения  $K_{прод}$  равный  $\sim 7$  (т.е. 0,9, поделенное на 0,13). Более высокие кратности могут быть достигнуты на изначально поврежденных скважинах, где скин-фактор имеет значительную положительную величину. Поскольку в условиях ЮЛТ более чем в 99% случаев  $N_{prop} < 1$ , то и потенциал кратности роста  $K_{прод}$  здесь оказывается значительно ниже 7.

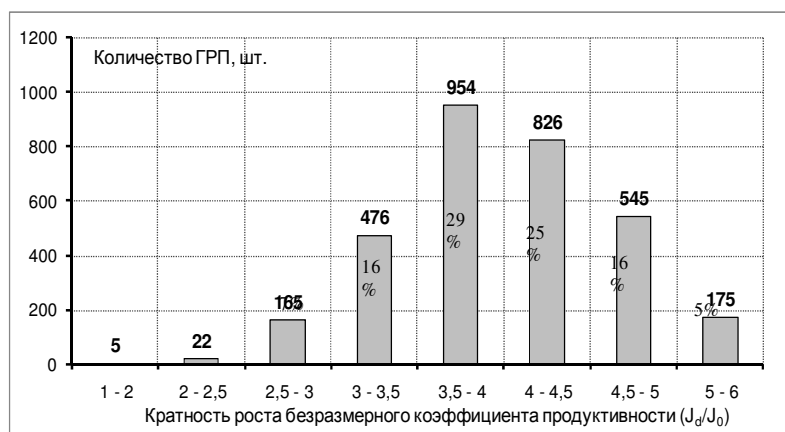
В процессе анализа установлено, что в среднем по ЮЛТ значение безразмерной проводимости трещин ( $C_{fd}$ ) оценивается – на уровне единицы,  $N_{проп}$  – около 0,22, а величина безразмерного  $K_{прод}$  – 0,52. Таким образом, в целом по ЮЛТ кратность роста безразмерного  $K_{прод}$  составляет приблизительно 4, т.е. в четыре раза превышает значение в скважине с нулевым скин-фактором.



**Рис. 8. Зависимость кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности от безразмерного числа проппанта по ЮЛТ Приобского месторождения**

выполненными гидроразрывами кратность роста безразмерного  $K_{прод}$  равна 3-4,5 (рис.9), а еще в 23% случаев – превышает 4,5.

На Центральном участке структура распределения выполненных гидроразрывов по кратности роста  $K_{прод}$  в целом подобна картине на всем Приобском месторождении, а именно – более 90% операций ГРП характеризуются величиной кратности роста  $K_{прод}$  – более 3.



**Рис. 9. Распределение числа ГРП, выполненных на ЮЛТ Приобского месторождения, по кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности**

Представленная на рис. 8 зависимость построена К.Е.Яниным по расчетным данным более, чем трех тысяч "попластовых" операций ГРП, проведенных на ЮЛТ Приобского месторождения. Видно, что следствием более высоких значений чисел проппанта является и повышенная кратность роста  $K_{прод}$ .

В 70% скважин с

В целом картина по реализованным на ЮЛТ дизайнам гидроразрыва пласта объективно представляется весьма благоприятной. Имеющиеся среднестатистические отклонения фактических параметров (ширина и полудлина) созданных трещин от оптимальных значений, полученных с использованием палеток из работы [1], – оцениваются как вполне умеренные.

## 8. Анализ забойных давлений в добывающих скважинах

В результате детального анализа режимов эксплуатации скважин добывающего фонда Приобского месторождения, выполненного Шибановым В.А (ООО "Проектное бюро "ТЭРМ"), установлено, что большинство из них после гидроразрыва работают при весьма высоких депрессиях с учётом среднего начального пластового давления – 27 МПа. Распределение скважин по дебитам и энергетическим условиям эксплуатации приведено в табл.9. Видно, что около 10% скважин имеет резерв по оптимизации за счет снижения  $P_{заб}$ , а 4% скважин, наоборот, работают с очень низкими  $P_{заб}$  (до 3 МПа).

Фактическая эксплуатация скважин осуществляется при забойных давлениях от 0,8МПа (скв. №13285) до 21 МПа (скв. №15811), составляя в среднем – 5,4 МПа. Эта величина на 2,9МПа или 35% ниже давления насыщения (8,3МПа). Средние значения пластового давления в окрестностях добывающих скважин, депрессии на пласт, коэффициента продуктивности, дебита скважин по нефти и жидкости составили, соответственно: 18 МПа и 12,6 МПа, 2,87 м<sup>3</sup>/сут·МПа, 24 т/сут и 36,8 т/сут.

**Табл. 9. Распределение добывающих скважин ЮЛТ по энергетическим условиям эксплуатации**

а) Параметры: "Депрессия – пластовое давление"

P <sub>пл</sub> , МПа	Депрессия, МПа									Всего, шт.	То же, в %
	<5	5-7	7-9	9-11	11-13	13-15	15-17	17-20	>20		
<12	2	10	10							22	2
12 - 14	4	13	64	39						120	11
14 - 16	1	3	30	120	84	1				239	21
16 - 18	1	1	6	61	154	54	2			279	25
18 - 20			3	10	35	95	45	3		191	17
20 - 22	1		1	5	7	18	40	11		83	7
22 - 24			3	2	7	10	7	24	2	55	5
24 - 26		1			1	3	4	9	16	34	3
>26			2	2	3	7	16	26	45	101	9
<b>Всего</b>	<b>9</b>	<b>28</b>	<b>119</b>	<b>239</b>	<b>291</b>	<b>188</b>	<b>114</b>	<b>73</b>	<b>63</b>	<b>1124</b>	<b>100</b>
То же, в %	1	2	11	21	26	17	10	6	6	100	

б) Параметры: "Депрессия – забойное давление"

P <sub>заб</sub> , МПа	Депрессия, МПа									Всего, шт.	То же, в %
	<5	5-7	7-9	9-11	11-13	13-15	15-17	17-20	>20		
<2							1	3	1	5	0,4
2 - 3				8	5	12	13	1	5	44	4
3 - 4		1	16	40	67	39	32	18	12	225	20
4 - 5		6	35	67	113	61	25	14	24	345	31
5 - 6		8	27	50	52	39	16	5	14	211	19
6 - 7	1	6	20	43	30	12	2	5	4	123	11
7 - 8	3	2	6	12	7	7	5	8		50	4
8 - 10	1	3	9	10	9	8	8	19	2	69	6
> 10	4	2	6	9	8	10	12		1	52	5
<b>Всего</b>	<b>9</b>	<b>28</b>	<b>119</b>	<b>239</b>	<b>291</b>	<b>188</b>	<b>114</b>	<b>73</b>	<b>63</b>	<b>1124</b>	<b>100</b>
То же, в %	1	2	11	21	26	17	10	6	6	100	

в) Параметры: "Депрессия – дебит жидкости"

Дебит жидкости, т/сут	Депрессия, МПа									Всего, шт.	То же, в %
	<5	5-7	7-9	9-11	11-13	13-15	15-17	17-20	>20		
< 10	2	13	34	54	49	24	8	5	8	197	17,5
10 - 20	2	9	41	89	82	27	13	16	25	304	27
20 - 30	3	1	20	29	58	28	22	14	9	184	16
30 - 40		4	5	26	38	19	12	10	8	122	11
40 - 50	2		8	14	16	15	9	2	1	67	6
50 - 60			2	13	12	14	12	4	1	58	5
60 - 70			3	3	11	15	4	2		38	3
70 - 100		1	5	8	17	23	18	4	3	79	7
> 100			1	3	8	23	16	16	8	75	7
<b>Всего</b>	<b>9</b>	<b>28</b>	<b>119</b>	<b>239</b>	<b>291</b>	<b>188</b>	<b>114</b>	<b>73</b>	<b>63</b>	<b>1124</b>	<b>100</b>
То же, в %	1	2	11	21	26	17	10	6	6	100	

## Выводы

1. На особо низкопроницаемом объекте АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения (ЮЛТ) гидроразрывы пласта в сочетании с высокой депрессией являются

ключевым условием эффективной разработки. Операции ГРП выполнены в 100% добывающих и нагнетательных скважин. Всего на середину 2011 года выполнено более 3,3 тысяч "попластовых" операций гидроразрыва.

2. Из добытых за историю Приобского месторождения 40 млн.т нефти за счет проведения массовых гидроразрывов извлечено 26,4 млн.т (66%). Около 60% ГРП операций приходится на горизонт АС<sub>10</sub>, а 40% – на особо низкопроницаемый горизонт АС<sub>12</sub>.

3. Выполненные гидроразрывы относятся, преимущественно, к средне- и большеобъемным. Средняя масса проппанта на 1 операцию – 94 тонны, в т.ч. по горизонту АС<sub>10</sub> – 88 тонн, по АС<sub>12</sub> – 103 тонны. Средний удельный расход проппанта, приходящийся на 1м нефтенасыщенной толщины, – 8,7 т/м, в т.ч. по АС<sub>10</sub> – 8,5 т/м, по АС<sub>12</sub> – 9,1 т/м.

4. В среднем (за историю) значение показателя "пусковой" кратности роста дебита жидкости за счет ГРП относительно его расчетного (базового) значения составляет 4,3. За первые полгода после гидроразрыва эта кратность снижается до 2,6 (-40%), за первый год – до 2,2 (-49%).

5. Длительность эффекта от выполненных гидроразрывов для имеющихся крайне сложных геолого-физических условий достаточно продолжительна – 5 лет (и эффект продолжается).

6. Повторные операции ГРП-2, выполненные на добывающих скважинах, достаточно эффективны. Средняя "пусковая" кратность роста дебита жидкости, по сравнению с его значением до проведения ГРП-2, равна – 2.

7. Реализуемые на месторождении дизайн-проекты ГРП, в целом, соответствуют оптимальным критериям. Образующиеся в пластах трещины (при среднем числе проппанта – 0,22) обеспечивают среднее значение скин-фактора по всем выполненным операциям (-5,25). Среднее значение кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности ~ 4.

8. Поддержание высоких депрессий в добывающих скважинах важное условие эффективной разработки ЮЛТ. Среднее забойное давление по добывающим скважинам примерно на 35% ниже давления насыщения нефти газом.

9. За счет продолжения массового системного применения гидроразрывов пластов и создания низких забойных давлений в скважинах Приобское месторождение (ЮЛТ) имеет хорошие перспективы для поддержания весьма высоких уровней добычи нефти на последующий длительный период времени.

### **Литература**

1. *Экономидес М., Олини Р., Валько П.* Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике // Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236с.