

УДК 622.245.542

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»»

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

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

Ключевые слова: нефтенасыщенность, строение пластов, проницаемость и проводимость коллекторов, гидроразрыв пласта, масса проппанта, базовые дебиты, коэффициент продуктивности, дизайн гидроразрыва пласта.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основным объектом разработки на месторождении является горизонт АС_{10–12}, содержащий 22 литологически экранированные залежи нефти. В подсчете запасов 2009 г. здесь выделено 7 продуктивных пластов: АС₁₀^{0–7}, АС₁₀^{0–2}, АС₁₀^{1–3}, АС₁₀⁴, АС₁₁¹, АС₁₂¹, АС₁₂^{3–5}. Условно их можно объединить в два горизонта – АС₁₀ и АС₁₂. На объекте АС_{10–12} по сетке 433 x 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).

К особенностям объекта АС_{10–12} относятся: большой этаж нефтеносности, клиноформное строение пластов, присутствие зон замещения коллекторов, повышенная зональная и послонная неоднородность, прерывистость пластов, низкая песчанность и значительная расчлененность.

Таким образом, объект характеризуется очень сложным геологическим строением и крайне низкими фильтрацион-

но-емкостными свойствами пластов. Успешная их разработка невозможна без массового применения современных технологий: большеобъемных гидроразрывов в сочетании с максимальными депрессиями в добывающих скважинах.

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 2009 г., при вводе 396 новых скважин. Суммарная проходка за 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 счет 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 2001 г.) до 83 т/сут. (в 2004 г.), обеспечив среднюю приемистость нагнетательных скважин на уровне 250–480 м³/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 2003 г.), то в 2010–2011 гг. 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 счет усиления системы ППД удалось существенно замедлить темпы падения

* ЮЛТ – южная лицензионная территория.

УДК 622.245.542

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»

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

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

Ключевые слова: нефтенасыщенность, строение пластов, проницаемость и проводимость коллекторов, гидроразрыв пласта, масса проппанта, базовые дебиты, коэффициент продуктивности, дизайн гидроразрыва пласта.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основным объектом разработки на месторождении является горизонт АС_{10–12}, содержащий 22 литологически экранированные залежи нефти. В подсчете запасов 2009 г. здесь выделено 7 продуктивных пластов: АС₁₀^{0–7}, АС₁₀^{0–2}, АС₁₀^{1–3}, АС₁₀⁴, АС₁₁¹, АС₁₂¹, АС₁₂^{3–5}. Условно их можно объединить в два горизонта – АС₁₀ и АС₁₂. На объекте АС_{10–12} по сетке 433 x 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).

К особенностям объекта АС_{10–12} относятся: большой этаж нефтеносности, клиноформное строение пластов, присутствие зон замещения коллекторов, повышенная зональная и послонная неоднородность, прерывистость пластов, низкая песчанность и значительная расчлененность.

Таким образом, объект характеризуется очень сложным геологическим строением и крайне низкими фильтрацион-

но-емкостными свойствами пластов. Успешная их разработка невозможна без массового применения современных технологий: большеобъемных гидроразрывов в сочетании с максимальными депрессиями в добывающих скважинах.

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 2009 г., при вводе 396 новых скважин. Суммарная проходка за 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 счет 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 2001 г.) до 83 т/сут. (в 2004 г.), обеспечив среднюю приемистость нагнетательных скважин на уровне 250–480 м³/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 2003 г.), то в 2010–2011 гг. 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 счет усиления системы ППД удалось существенно замедлить темпы падения

* ЮЛТ – южная лицензионная территория.

Таблица 1. Характеристика продуктивных горизонтов ЮЛТ

Параметры	Горизонт АС ₁₀		Горизонт АС ₁₂		По АС ₁₀₋₁₂	
	Диапазон	Среднее	Диапазон	Среднее	Диапазон	Среднее
Число учетных 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 ² _{посл}	0–3	0,463	0–5,3	0,427	0–5	0,739

дебитов жидкости скважин. Процент падения добычи нефти по переходящему фонду добывающих скважин в 2007–2010 гг. 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.

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 гидро разрывов имели тенденцию к росту (за исключением 2008 г.). Около 60% от количества ГРП приходится на горизонт АС₁₀. При этом активность их приме-

ния на горизонте АС₁₂ с наихудшими геолого-физическими характеристиками несколько замедляется (табл. 2). Лабораторные исследования, проведенные привлекаемыми ООО «Газпромнефть-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 оптими-

зации 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.

АНАЛИЗ МАССЫ ЗАКАЧАННОГО В СКВАЖИНЫ ПРОППАНТА

Масса проппанта за историю изменялась в диапазоне от менее 20 до более

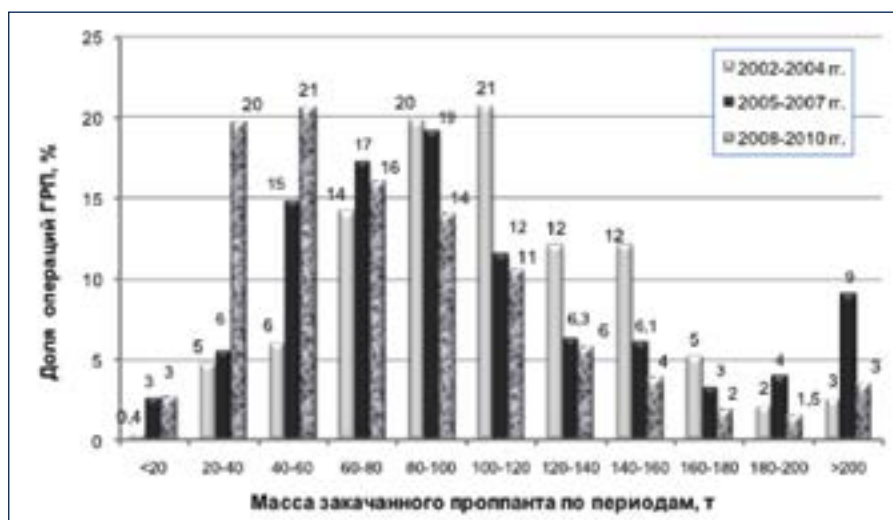


Рис. 1. Распределение выполненных ГРП по массе закачанного проппанта

Таблица 2. Динамика количества гидроразрывов пласта

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

Таблица 1. Характеристика продуктивных горизонтов ЮЛТ

Параметры	Горизонт АС ₁₀		Горизонт АС ₁₂		По АС ₁₀₋₁₂	
	Диапазон	Среднее	Диапазон	Среднее	Диапазон	Среднее
Число учетных 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 ² _{посл}	0–3	0,463	0–5,3	0,427	0–5	0,739

дебитов жидкости скважин. Процент падения добычи нефти по переходящему фонду добывающих скважин в 2007–2010 гг. 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.

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 гидро разрывов имели тенденцию к росту (за исключением 2008 г.). Около 60% от количества ГРП приходится на горизонт АС₁₀. При этом активность их приме-

ния на горизонте АС₁₂ с наихудшими геолого-физическими характеристиками несколько замедляется (табл. 2). Лабораторные исследования, проведенные привлекаемыми ООО «Газпромнефть-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 оптими-

зации 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.

АНАЛИЗ МАССЫ ЗАКАЧАННОГО В СКВАЖИНЫ ПРОППАНТА

Масса проппанта за историю изменялась в диапазоне от менее 20 до более

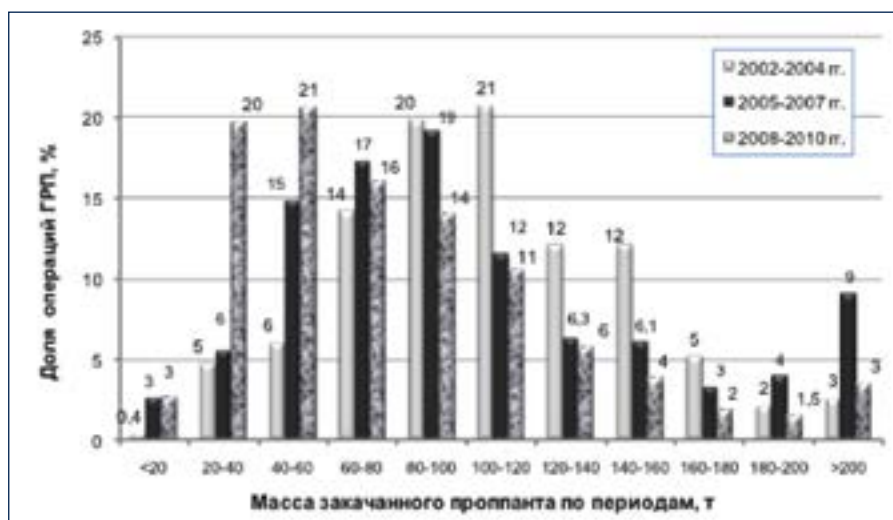


Рис. 1. Распределение выполненных ГРП по массе закачанного проппанта

Таблица 2. Динамика количества гидроразрывов пласта

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

Таблица 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
Всего	232	1091	1604	2927	100
То же в %	7,9	37,3	54,8	100	–

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 таблице 3 и на рисунке 1. Несмотря на то что в 2008–2010 гг. общее количество ГРП на 68% превышало их число за предыдущие 2005–2007 гг., в структуре работ наблюдались за-

метные (обратные) изменения. Если в 2005–2007 гг. на долю большеобъемных (более 100 т проппанта) ГРП приходилось около 40% количества операций, то в 2008–2010 гг. объем проппанта более 100 т отмечался лишь в каждой четвертой операции. И наоборот, доля относительно малообъемных (с массой проппанта < 40 т/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 2008–2010 гг., составляла 16 м,

что на 4,4 м, или на 22%, меньше, чем за 2005–2007 гг., – 20,4 м (табл. 4). Анализ работ в разрезе горизонтов позволяет сделать вывод о том, что общее количество большеобъемных операций (> 100 т проппанта) в 2002–2010 гг. по ним примерно одинаково: по горизонту АС₁₀ – 517 ГРП, или 29% всех операций на этом же горизонте, по горизонту АС₁₂ – 484 ГРП, или 42% (табл. 5). Вследствие высокой доли большеобъемных гидроразрывов по горизонту АС₁₂ средняя удельная масса проппанта здесь весьма высока – 103 т/опер. Это на

Таблица 4. Распределение вводимых скважин по величине h_n

h_n , м	Ввод скважин по годам, шт.									Всего, шт.	То же в %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Менее 3							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		1	10	7	3	1	4	1	1	28	2
Всего скважин	5	39	62	113	206	248	304	385	360	1722	100
Средняя h_n , м	15,7	16,5	29,6	23,8	20,3	18,9	17,3	14,1	17,0	18	
	24,1			20,4			16				

Таблица 5. Распределение ГРП по массе проппанта и отдельным горизонтам

Масса закачанного проппанта, т	Горизонт АС ₁₀		Горизонт АС ₁₂		В целом по АС ₁₀₋₁₂	
	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
Всего	1761	100	1166	100	2927	100
В среднем	88		103		94	

17% выше аналогичного показателя по горизонту АС₁₀ – 88 т/опер. Важно отметить то, что на протяжении 2007–2010 гг. по горизонтам АС₁₀ и АС₁₂ наблюдалось сближение средних величин массы проппанта на одну скважино-операцию, а также синхронность динамики их изменения во времени (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 5–10 т (табл. 6, рис. 3). Еще в 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).

Близкие значения удельного расхода проппанта по горизонтам АС₁₀ (8,5 т/м) и АС₁₂ (9,1 т/м) свидетельствуют о схожих подходах к технологии выполнения работ, что обусловлено в общем-то сопоставимыми (кроме проницаемости) геолого-физическими их параметрами.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕННЫХ ГИДРОРАЗРЫВОВ

Проведение анализа осложнено тем, что ГРП в массовом порядке проводили

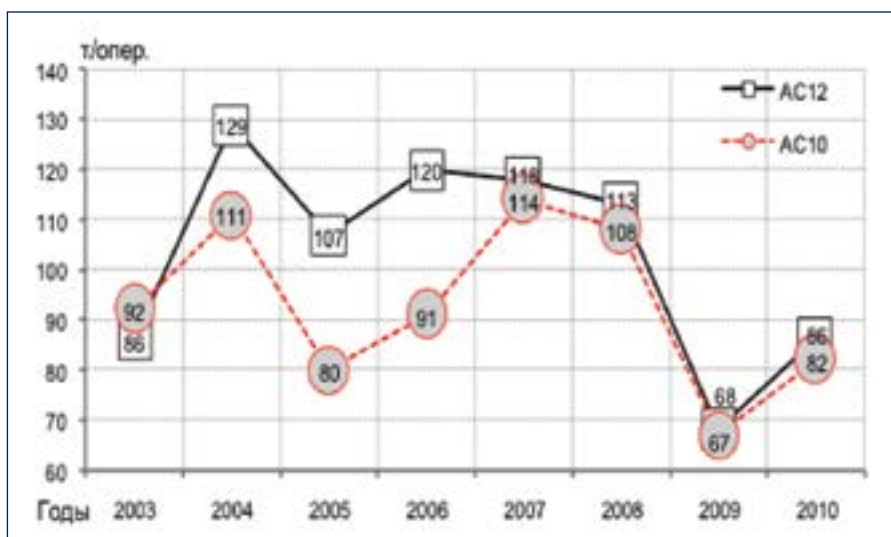


Рис. 2. Динамика удельной массы закачанного проппанта (т/опер.)

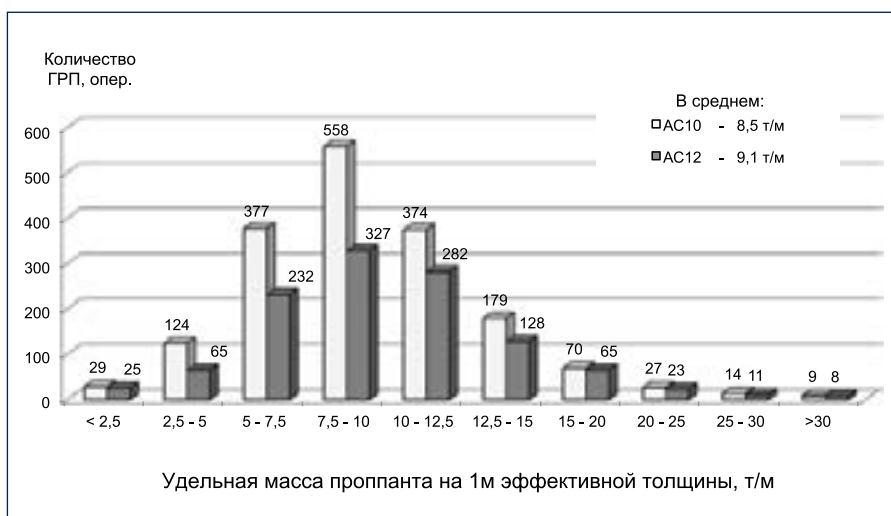


Рис. 3. Распределение ГРП по удельной массе проппанта, т/м

Таблица 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	2–25	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 в %	2	6	21	30	22	10	5	2	0,9	0,6	100	

Таблица 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-й месяц	Через полгода	Через 1 год	Цепной		Базисный	За 1-й 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.)
< 5	23,4	12,9	11,7	-45	-9	-50	6,3	3,30	3,0
20,7519,5--411-60-45	35,4	20,7	19,5	-41	-6	-45	4,5	2,60	2,4
10-15	4363	27,2	25,3	-37	-7	-42	3,5	2,20	2,0
15-20	51,7	31,1	29,1	-40	-6	-44	3,0	1,80	1,7
20-25	57,3	31,1	26,9	-46	-13	-53	2,6	1,40	1,2
25-30	60,6	39,6	34,3	-35	-13	-43	2,2	1,40	1,3
30-35	74,9	44,4	37,4	-41	-16	-50	2,3	1,40	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

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 ($h_{инт}$, $K_{пр}$, проводимость). Определив базовые (без ГРП), а также имея фактические (с ГРП) дебиты, можно оценить дополнительную добычу нефти, обеспеченную за счет технологии. В процессе анализа путем проведения специальных расчетов установлено, что за историю разработки (2002–2010 гг.) около $\frac{2}{3}$ от всей накопленной добычи нефти по месторождению было обеспечено именно за счет массового примене-

ния 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 2010 г. – обусловлено увеличением в структуре добывающего фонда доли скважин, имеющих весьма продолжительный период эксплуатации после проведения гидроразрывов и, как следствие, вполне закономерным снижением дополнительной добычи нефти по ним.

Эффективность гидроразрывов и ее 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).

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 рисунке 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. 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

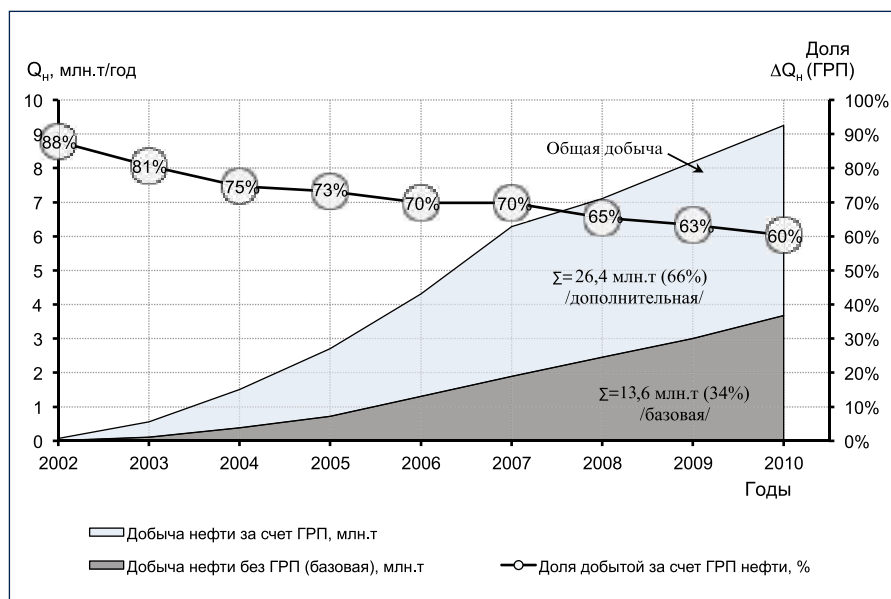


Рис. 4. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ГРП на Приобском месторождении (ЮЛТ)

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.

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВТОРНЫХ ГИДРОРАЗРЫВОВ (ГРП-2)

Во многих скважинах месторождения гидроразрывы были выполнены не по одному разу. Поскольку величина глинистого раздела между горизонтами АС₁₀ и АС₁₂ весьма значительна (от десятков до 200 м и более), то при вводе скважин в эксплуатацию ГРП выполнялся, как правило, на каждом из го-

ризонтов. 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 г. в 50 скважинах, введенных в эксплуатацию в период с 2002 по 2009 г., были выполнены повторные гидроразрывы. На рисунке 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 повторного ГРП за исходную базу принимался дебит жидкости по скважине непосредственно перед выполнением повторного гидроразрыва.

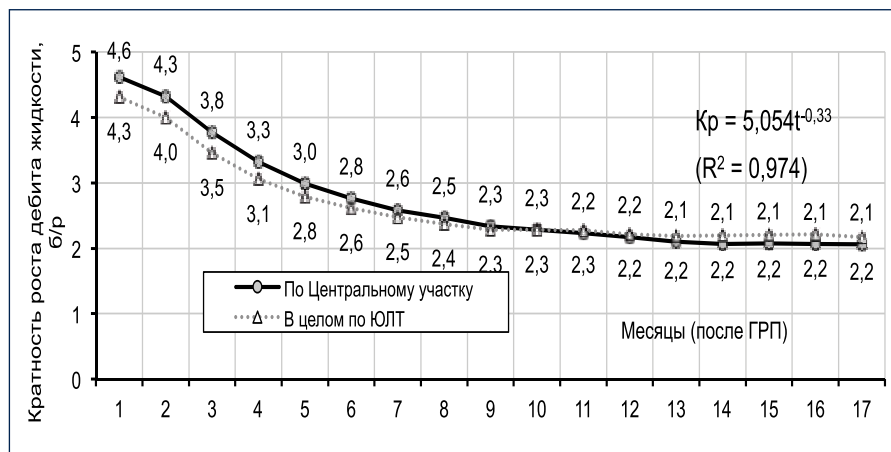


Рис. 5. Снижение кратности дебита жидкости (после ГРП) во времени

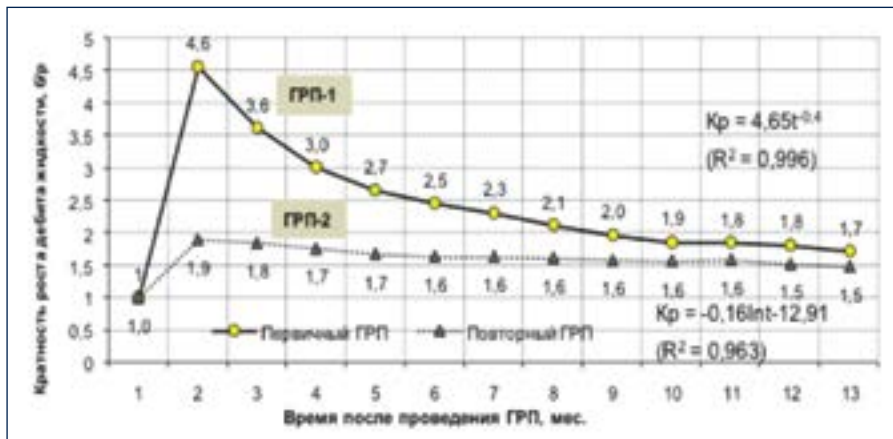


Рис. 6 Динамика кратности роста дебита жидкости после ГРП-1 и ГРП-2 по 50 скважинам, в которых в течение 8 месяцев 2010 г. выполнены повторные ГРП

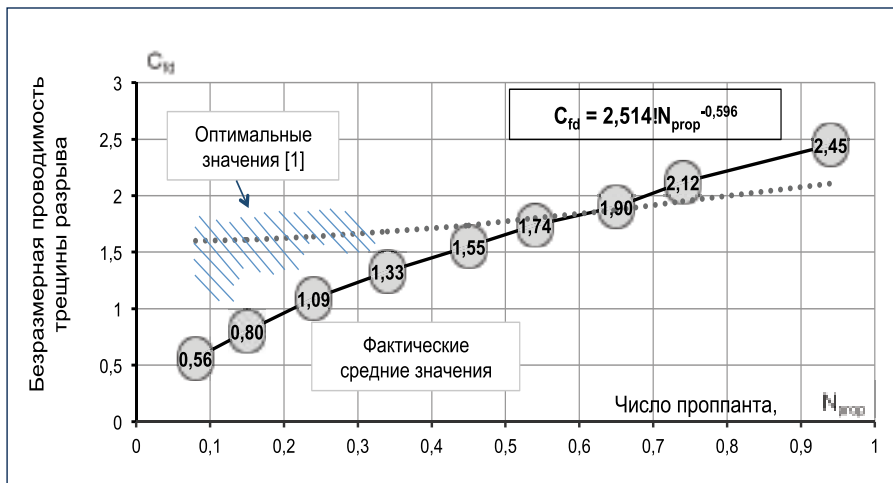


Рис. 7. Сравнение оптимальной и фактической безразмерных проводимостей трещин

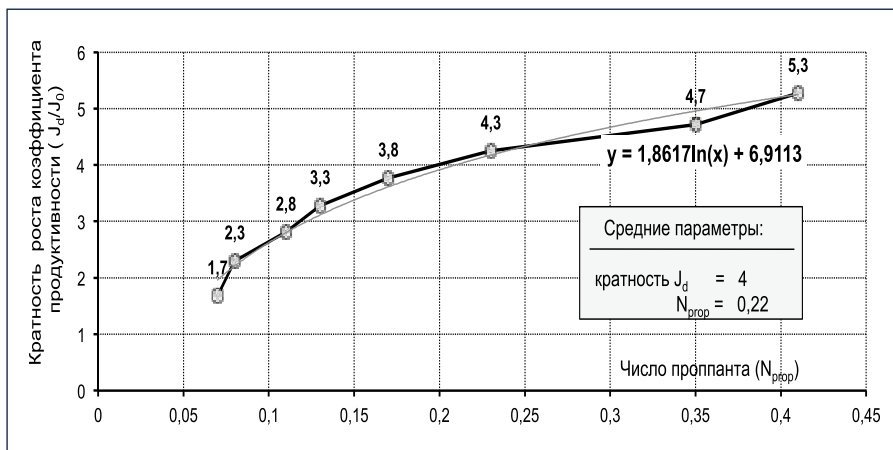


Рис. 8. Зависимость кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности от безразмерного числа проппанта по ЮЛТ Приобского месторождения

Более скромные (относительные) показатели увеличения дебита жидкости, а также более плавная динамика его снижения после повторных гидроразрывов вполне закономерны. Это свя-

зано с наличием в пласте остаточных трещин, созданных при первичных операциях, а также снижением пластовых давлений в залежах на дату проведения ГРП-2.

АНАЛИЗ ДИЗАЙНОВ ВЫПОЛНЕННЫХ ГИДРОРАЗРЫВОВ

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

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

где I_x^2 – 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).

Заметим, что при относительно низких значениях $N_{групп}$ 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 $N_{групп} < 0,1$, характеризующиеся в среднем трехкратным отклонением параметра C_{fd} от оптимальной величины, можно рассматривать как операции, в результате которых в пласте образовались относительно узкие трещины гидроразрыва.

Среднее значение $N_{групп}$ 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

Таблица 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	

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 таблице 8. В этой таблице представлены расчетные значения $C_{fd(опт)}$ для операций ГРП с $N_{прод} > 0,1$. 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 таблице 8 затонированы ячейки, в которых выполненные ГРП можно отнести к наиболее успешным. В общей сложности к группе высокоэффективных можно отнести около 50% выполненных гидроразрывов.

Из работы [1] следует, что максимально возможный (для $N_{прод} = 1$) 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 крат-

ности увеличения $K_{прод}$, равный ~ 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 $N_{прод} < 1$, 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, $N_{прод}$ – 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. Представленная на рисунке 8 зависимость построена К.Е. Яниным по расчетным данным более чем 3 тыс. 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 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

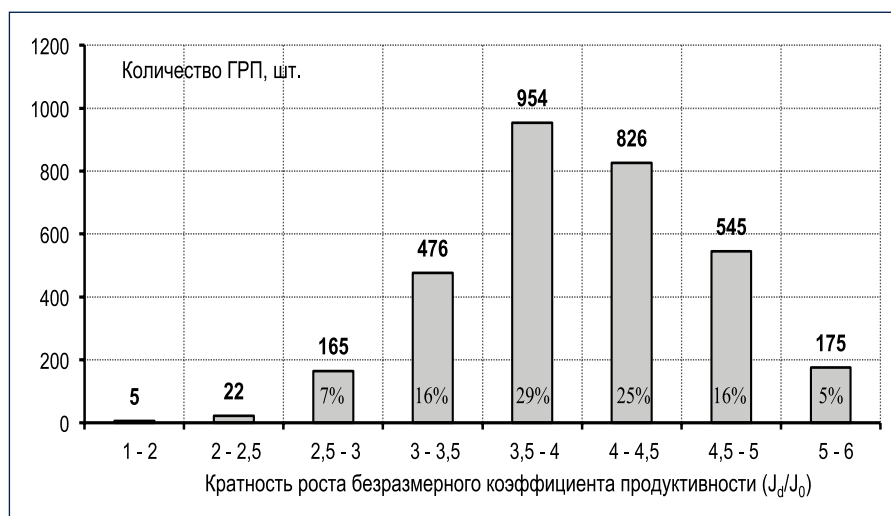


Рис. 9. Распределение числа ГРП, выполненных на ЮЛТ Приобского месторождения, по кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 9. Распределение добывающих скважин ЮЛТ по энергетическим условиям эксплуатации

а) Параметры «Депрессия – пластовое давление»

P _{пл} , 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	6
24–26		1			1	3	4	9	16	34	3
> 26			2	2	3	7	16	26	45	101	9
Всего	9	28	119	239	291	188	114	73	63	1124	100
То же в %	1	2	11	21	26	17	10	6	6	100	

б) Параметры «Депрессия – забойное давление»

P _{заб} , 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
Всего	9	28	119	239	291	188	114	73	63	1124	100
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		4	5	8	17	23	18	4	3	79	7
> 100			1	3	8	23	16	16	8	75	7
Всего	9	28	119	239	291	188	114	73	63	1124	100
То же в %	1	2	11	21	26	17	10	6	6	100	

месторождении, а именно – более 90% операций ГРП характеризуются величиной кратности роста $K_{\text{прод}}$ более 3.

В целом картина по реализованным на ЮЛТ дизайнам гидроразрыва пласта объективно представляется весьма

благоприятной. Имеющиеся средне-статистические отклонения фактических параметров (ширина и полудлина)

созданных трещин от оптимальных значений, полученных с использованием палеток из работы [1], оцениваются как вполне умеренные.

АНАЛИЗ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

В результате детального анализа режимов эксплуатации скважин добывающего фонда Приобского месторождения, выполненного В.А. Шибановым (ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»), установлено, что большинство из них после гидроразрыва работают при весьма высоких депрессиях с учетом среднего начального пластового давления 27 МПа. Распределение скважин по дебитам и энергетическим условиям эксплуатации приведено в таблице 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 0,8 (скв. № 13285) до 21 МПа (скв. № 15811), составляя в среднем 5,4 МПа. Эта величина на 2,9 МПа, или на 35%, ниже давления насыщения (8,3 МПа). 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 м³/сут•МПа; 24 т/сут. и 36,8 т/сут.

ВЫВОДЫ

1. На особо низкопроницаемом объекте АС₁₀₋₁₂ 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 г. выполнено более 3,3 тыс. 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 АС₁₀, а 40% – на особо низкопроницаемый горизонт АС₁₂.
3. Выполненные гидроразрывы относятся преимущественно к средне- и большеобъемным. Средняя масса проппанта на 1 операцию – 94 т, в т.ч. по горизонту АС₁₀ – 88 т, по АС₁₂ – 103 т. Средний удельный расход проппанта, приходящийся на 1 м нефтенасыщенной толщины, – 8,7 т/м, в т.ч. по АС₁₀ – 8,5 т/м, по АС₁₂ – 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 выполнен-

ных 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. Образуемые 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: Ин-т компьютерных исследований, 2007. – 236 с.

UDC 622.245.542

M.A. Cherevko, Deputy General Director – Chief Geologist, Gazpromneft-Khantos LLC; **K.Ye. Yanin**, Deputy General Director, TERM Design Office LLC; **A.N. Yanin**, General Director, TERM Design Office LLC

Retrospective analysis of hydraulic seam fracturing system application at Priobskoe Field (South licensed area)

The article is aimed at summarizing results and determining main trends associated with application of large-scale hydraulic seam fracturing under conditions of unique Priobskoe Field (South licensed area). More than 3.3 thousand «per-seam» hydraulic fracturings were performed in this area over 2002–2012.

Keywords: oil saturation, seam structure, permeability and conductivity of reservoirs, hydraulic seam fracturing, proppant mass, basic flow rate, efficiency factor, design of hydraulic seam fracturing.

References:

1. Ekonomides M., Olini R., Valko P. Unifitsirivannyi dizain gidrorazryva plasta: ot teorii k praktike (Unified design of hydraulic seam fracturing: from theory to practice). – Moscow–Izhevsk: Computer Research Institute, 2007. – 236 p.