

Об эффективности гидроразрыва пласта в водонефтяных зонах залежей /на примере викуловских отложений Пальяновской площади/

А.Н.Янин, М.С.Павлов, А.А.Гильдерман
(ООО “Проектное Бюро “ТЭРМ”)
А.В. Барышников, О.А.Кофанов
(ООО “Газпромнефть-Хантос”)

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, водонефтяная залежь, викуловские отложения, Пальяновская площадь, Красноленинское месторождение, эффективность работ.

Гидравлический разрыв пласта - высокоэффективный метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (НПК), получивший массовое применение в Западной Сибири. Чаще всего гидроразрывы дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик обрабатываемых объектов. Серьезным фактором, снижающим успешность ГРП, является наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ), особенно в залежах, представленных НПК. В этом случае возникает вопрос, что предпочтительнее – продлить эксплуатацию скважин (без ГРП) с невысоким дебитом нефти (в данном случае – менее 8 т/сут) или, сделав ГРП, получить (попутно с некоторым эффектом по нефти) сильный “скачок” обводненности. Ответ на этот вопрос не всегда однозначен и проясняется лишь в ходе проведения представительных промысловых работ.

Цель статьи – обобщить результаты и оценить эффективность ГРП, выполненных на 48 скважинах ВНЗ викуловских отложений Пальяновской (северо-восточная часть) площади Красноленинского месторождения в 2006-2010гг. Участок разрабатывается с 1997г, сейчас оператор деятельности – ООО “Газпромнефть - Хантос”.

В 2011г. ООО “Проектное бюро” ТЭРМ” выполнен новый проектный документ на разработку площади. На объекте ВК₁₋₂ предусмотрено применение площадной обращенной семиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 600м (ПСС – 31,2 га/скв). Кроме ввода новых наклонно-направленных запланировано бурение 17 горизонтальных скважин (ГС) и 9 боковых стволов с длиной горизонтального участка 100 – 250 м.

Основные показатели разработки объекта ВК₁₋₂ за 2010 год (рис.1) следующие: добыча нефти – 125 тыс.т, жидкости – 925 тыс.т, закачка воды – 1216 тыс.м³, дебит нефти – 5,6 т/сут, жидкости – 41 т/сут, компенсация отбора текущая – 127%, накопленная – 87%. Поддержание пластового давления начато с 2000 года. Среднее пластовое давление в зоне отбора составляет 12,9 МПа, что ниже начального 14,3 МПа на 1,4 МПа или 10%. От извлекаемых запасов отобрано менее 10%, текущий КИН крайне низок – 0,026, обводненность высока – 87%.



Рис. 1. Динамика показателей разработки объекта ВК₁₋₂

В 2010г действующий добывающий фонд насчитывал 64 скважины, нагнетательный – 14, их соотношение (4,6:1) недостаточное для эффективного поддержания пластового давления по всей залежи. Эксплуатационное бурение объекта ВК₁₋₂ было приостановлено в 2008г. из-за низких (менее 10 т/сут) дебитов нефти и высокой (79 %) обводненности продукции новых скважин. Исторические результаты эксплуатации участка, в целом, малоуспешные, рентабельность разработки весьма низкая.

Авторы сравнили характеристики вытеснения по “проблемным” месторождениям Талинское, Лянторское, Мамонтовское (пласт БС₁₀^{ТСП}) [1] и Пальяновской площади. Из рис.2 видно, что Пальяновский участок при отборе 10% НИЗ имеет обводненность (f_b) почти вдвое большую, чем “наихудшие” в этом плане “аналоги”. Таким образом, характеристика обводнения по рассматриваемому участку относится к числу самых неблагоприятных в Западной Сибири.

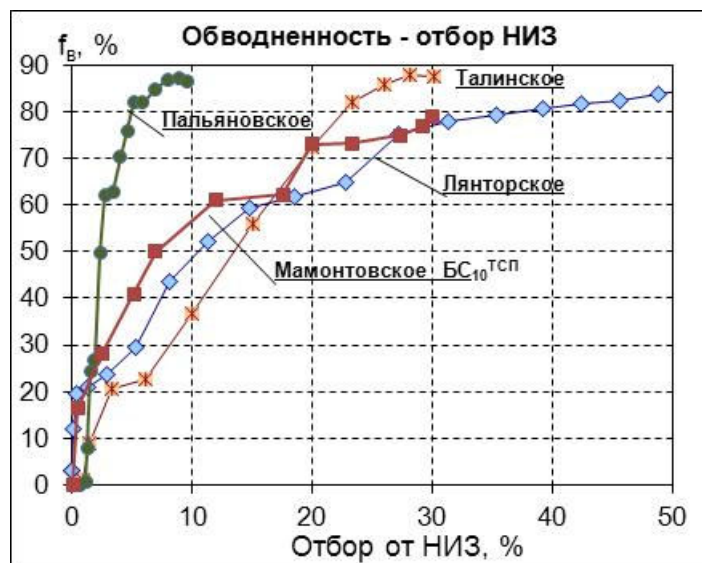


Рис. 2. Сравнение характеристик вытеснения

Накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) за 14 лет разработки уже достиг 4,73 т/т.

Рассмотрим особенности геологического строения горизонта ВК₁₋₂. Викуловская свита содержит два (совпадающих в плане) нефтеносных пласта: ВК₁ (основной) площадью 10756 га и ВК₂ – 903 га. Горизонт ВК₁₋₂ вскрыт в 103 скважинах, нефтенасыщенные толщины – в 94. Разбурена наилучшая центральная часть объекта ВК₁₋₂ с наибольшими (до 16 м) нефтенасыщенными толщами. Соотношение (1,25:1) средних нефтенасыщенных (7,1 м) и водонасыщенных (5,7 м) толщин в рассматриваемой зоне недостаточно благоприятно для успешного проведения ГРП. Неразбуренные краевые зоны объекта характеризуются еще более худшим соотношением толщин и менее пригодны для проведения гидроразрывов.

Материалы ГИС обобщены авторами по 46 скважинам, в которых в 2006-2008гг. были выполнены гидроразрывы пласта (табл.1).

Таблица 1

Параметры		Нефть по разрезу			Вода по разрезу			В целом		
		ВК ₁	ВК ₂	ВК ₁₋₂	ВК ₁	ВК ₂	ВК ₁₋₂	ВК ₁	ВК ₂	ВК ₁₋₂
Число учтенных скважин		46	9	46	7	44	46	46		
Толщина, м	Эффективная	6,4	3,8	7,1	2,3	5,6	5,7	6,8	6	12,8
	Нефтенасыщенная	6,4	3,8	7,1	-	-	-	6,4	3,8	7,1
	Водонасыщенная	-	-	-	2,3	5,6	5,7	2,3	5,6	5,7
Расчлененность, б/р		7	3	7	3	6	6	7	6	13
Песчанистость, %		53	55	53	56	51	52	53	50	52
Пористость, %		27	27,7	27,1	27,5	27,4	27,4	27	27,4	27
Проницаемость, мД		65	91	68	82	73	74	66	76	71
Нефтенасыщенность, %		52	56,4	52,4	-	-	-	52	56,4	52,4
Проводимость, мД·м		416	346	483	-	-	-	416	346	483

К особенностям строения объекта ВК₁₋₂, можно отнести: “контактность” нефти и воды на 42% площади, низкую нефтенасыщенность, высокую расчлененность, расположение толщи глин нижнехантымансийской подбиты над кровлей пласта ВК₁. Построение геолого-статистических разрезов (рис.3) по объекту ВК₁₋₂ позволило установить следующие закономерности распределения пропластков, влияющие на эффективность ГРП:

- наименее проницаемые (10-40 мД) пропластки, требующие адресного воздействия именно с помощью ГРП, приурочены к верхней половине разреза пласта ВК₁;
- наиболее опесчанена ($K_{\text{песч}} - 0,5-0,8$) нижняя часть разреза пласта ВК₁, проницаемость пропластков здесь в 2-3 раза выше (до 200 мД), чем в кровле пласта;
- проницаемость и песчанистость верхней части пласта ВК₂ (как правило, водоносного) невысоки – 40 мД и 30 %, соответственно. В то же время средняя часть пласта ВК₂ гораздо более проницаема и однородна: $K \sim 100$ мД и более, $K_{\text{песч}} \sim 0,6$ и более.

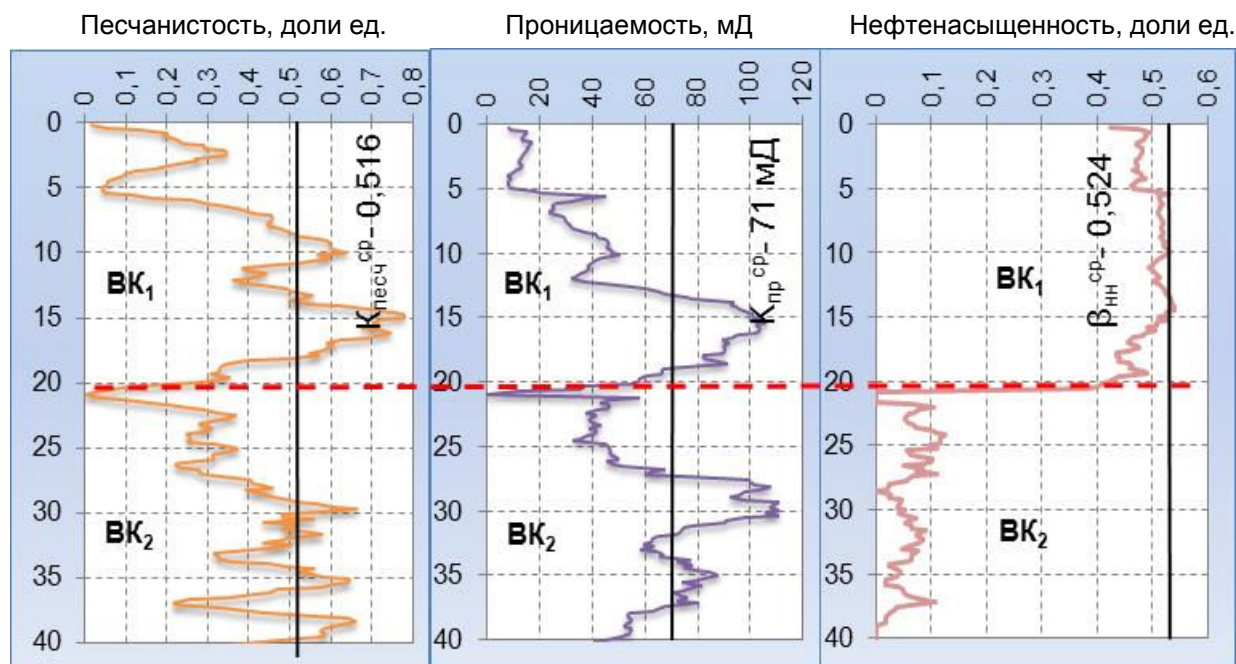


Рис.3. Геолого-статистические разрезы объекта ВК₁₋₂

С учетом небольшой толщины глинистой перемычки между пластами ВК₁ (нефтеносен) и ВК₂ (на 92% площади объекта ВК₁₋₂ водоносен) проведение ГРП на рассматриваемом горизонте сопряжено с большими рисками получения высокой обводненности скважин вследствие ухода трещин ГРП в нижнюю водоносную часть разреза (рис.4). Если принять высоту распространения трещины обычного среднеобъемного ГРП примерно за 30-35м, то ½ трещины гидроразрыва непременно вскрыет среднюю наиболее проницаемую (водоносную) часть пласта ВК₂. По мнению авторов, указанное и является основной причиной добычи высокообводненной продукции из ВНЗ объекта ВК₁₋₂ по скважинам, подвергнутым гидроразрыву в 2006-2008гг.

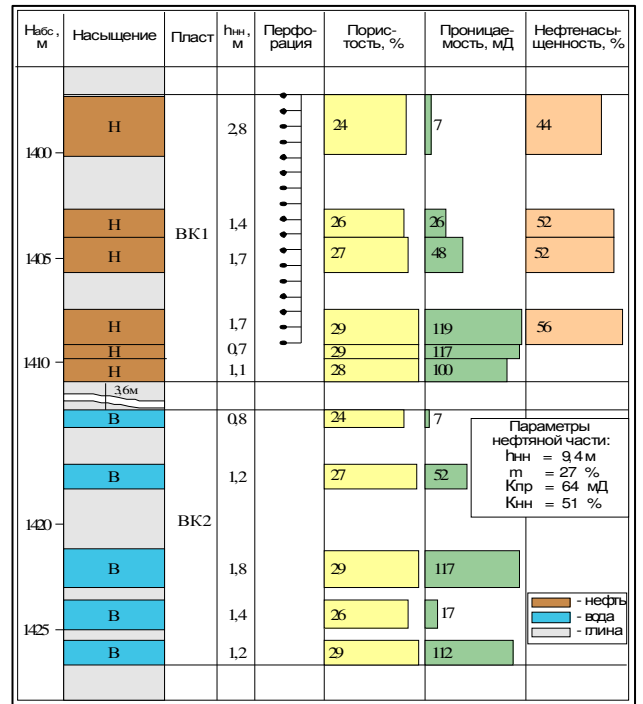


Рис.4. ГИС изображение типовой скважины

Анализ распределения пропластков по проницаемости в разрезе объекта ВК₁₋₂ (табл.2) показал наличие как низко- (до 50 мД) - 51%, средне- (до 150 мД) – 37%, так и высокопроницаемых (более 150 мД) – 12% пропластков. Таким образом, более половины вскрытых нефтяных интервалов разреза слабопроницаемы и требуют интенсификации с помощью гидроразрыва пласта.

Таблица 2

Параметры	K _{пр} < 20 мД			K _{пр} - 20-50 мД			K _{пр} - 50-150 мД			K _{пр} > 150 мД			
	ВК ₁	ВК ₂	Среднее	ВК ₁	ВК ₂	Среднее	ВК ₁	ВК ₂	Среднее	ВК ₁	ВК ₂	Среднее	
Число учтенных скважин	43	26	44	42	41	44	45	39	46	17	20	20	
Толщина, м	Эффективная	1,5	1,1	2,1	2,3	2,2	4,2	2,5	3,3	5,3	1,9	1,7	3,2
	Нефтенасыщенная	1,4	0,1	1,5	2,2	0,2	2,3	2,3	0,4	2,7	1,8	0,4	2
	Водонасыщенная	0,1	1	0,6	0,1	2	1,9	0,2	2,9	2,6	0,1	1,3	1,2
Пористость, %	24,8	25,1	24,9	26,4	26,6	26,5	28,1	28,1	28,1	29,4	29,3	29,3	
Проницаемость, мД	12	14	12,7	32	35	33,3	90	92	91	188	177	183	
Нефтенасыщенность, %	47,9	53,1	48	50,9	52,4	51	53,5	56,5	53,9	56,2	60,6	56,9	
Проводимость, мД·м	17	1,4	19	70	6	77	210	37	246	343	71	366	

Авторы методами геостатистики изучили послойную неоднородность /по В.Д. Лысенко/ объекта ВК₁₋₂. Установлено, что пласт ВК₁ характеризуется средней, а ВК₂ – невысокой послойной неоднородностью (табл.3). Подобная неоднородность не может привести к высоким темпам обводнения скважин.

Таблица 3

Пласт, объект	Кол-во пропластков (н+в)	Послойная неоднородность, б/р			Количество скважин		Количество пропластков в скважине			Толщина проницаемого пропластка, м		
		min	max	среднее	всего	в т.ч. с V ² _{посл} > 0,5, %	min	max	среднее	min	max	среднее
ВК ₁	310	0,168	1,185	0,521	46	59	4	12	7	0,3	3,7	0,96
ВК ₂	281	0,031	0,798	0,342	46	26	2	11	6	0,2	4,5	0,99
ВК ₁₋₂	591	0,149	0,896	0,484	46	48	8	19	13	0,2	4,5	0,97

Таким образом, викуловские отложения характеризуются неблагоприятным строением и недостаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Их разработка требует применения геолого-технических мероприятий, и, в частности, проведения гидроразрывов пласта.

В пределах площади за весь период эксплуатации выполнено 77 гидроразрывов, в т.ч в начальный период 1998-2001гг. – 29 (в основном, на работающем фонде) и в 2006-2008гг. – 48 (в основном, на вновь буримом фонде) – рис.5.

На начальном “среднеобводненном” этапе (1998-2001гг.) проводились малообъемные (менее 12 т/скв) гидроразрывы с невысокой эффективностью: после ГРП средний дебит нефти ~ 10 т/сут, жидкости 24 т/сут при обводненности 58%.

В 2006-2008гг. гидроразрывы проводились в условиях существенного (более 80%) обводнения добывающего фонда. Объем закачанного в скважины пропанта был увеличен примерно вдвое. Это обеспечило значительный рост дебитов скважин по жидкости – до 84 т/сут. Однако увеличение дебитов по нефти было несущественным – в среднем до 13,3 т/сут при обводненности (после ГРП) – 84%. Таким образом, в целом эффективность гидроразрывов, выполненных в 2006-2008гг. по нефти оказалась ниже ожидаемой, что поставило под сомнение целесообразность их дальнейшего массового проведения.

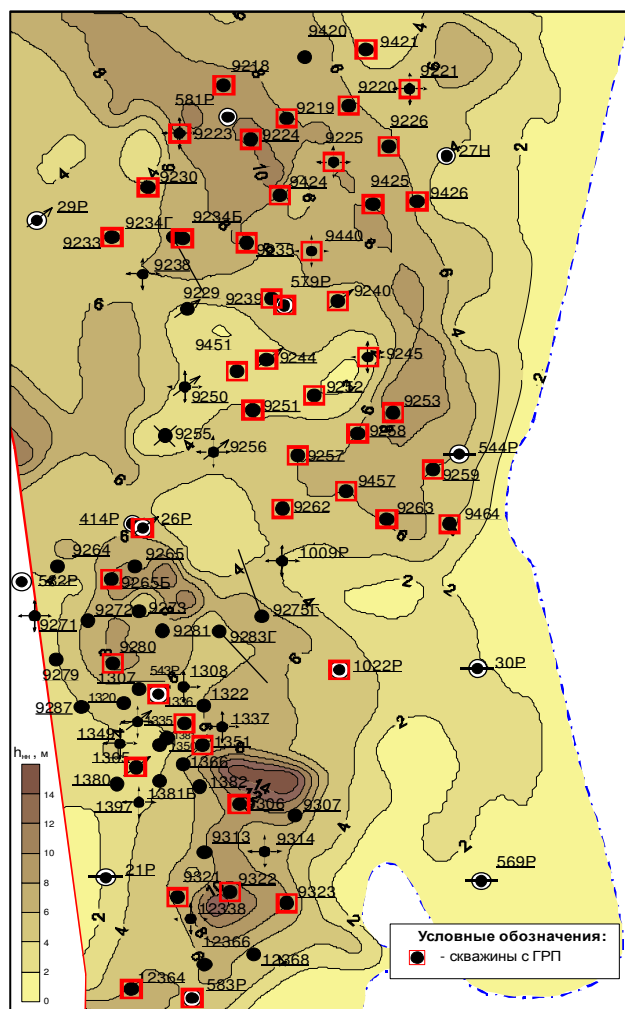


Рис.5. Схема размещения скважин с проведенными 48 ГРП

Средние параметры по 48 ГРП следующие (табл.4): количество пропанта – 24 т/скв., удельная масса пропанта– 3,4 т/м, объем смеси геля – 71 м³, темп закачки – 2,5 м³/мин, давление разрыва пласта 14,7 МПа. В среднем кратность роста дебита нефти после гидроразрывов составляла 3,3 раза, жидкости – 3,8 раза.

При обработке данных о ГРП динамика дебитов нефти и жидкости по скважинам была “усреднена” и в графическом виде приведена к нулевой точке на оси абсцисс. Таким образом, был исключен фактор одновременности проведения ГРП (рис.6). Сопоставление пусковых после ГРП дебитов нефти по 18 переходящим и 30 новым (с ГРП) скважинам при вводе их из бурения - приведено на рис.7.

Таблица 4

Наименование	Показатели	2006	2007	2008	В сумме
		Количество гидроразрывов	23	18	7
Геолого-физические параметры в скважинах с ГРП	Толщина эффективная, м	11,1	15,6	10,9	12,8
	- нефтенасыщенная, м	5,8	8,8	6,6	7,1
	Проницаемость, мД	71	76	64	71
	Песчанистость, %	48	56	49	52
	Расчлененность, б/р	13	14	13	13
Технологические параметры ГРП	Закачано пропанта, тонн	21	27	25	24
	- то же на 1 м $h_{нн}$, т/м	3,6	3,1	3,8	3,4
	Объем смеси геля, м ³	70,2	73	67	71
	Давление разрыва, МПа	14,2	15,7	13,5	14,7
Дизайн ГРП	Полудлина трещины, м	76	74	58	72
	Ширина трещины, мм	2,3	3,1	4,8	3
	Скин-фактор, б/р	-4,4	-4,6	-4,6	-4,5
Показатели эксплуатации скважин	Дебит жидкости до ГРП, т/сут	9,2	-	28	22,1
	- пусковой после ГРП, т/сут	73	102	81	84
	Дебит нефти до ГРП, т/сут	4,4	-	3,4	4,1
	- пусковой после ГРП, т/сут	14,6	12,4	14,2	13,3
	Обводненность до ГРП, %	52	-	88	81
	- после ГРП, %	80	88	83	84
	Прирост дебита жидкости, т/сут	64	102	53	62
	- дебита нефти, т/сут	10,2	12,4	10,8	9,2
Кратность дебита жидкости, б/р		8,0	-	2,9	3,8
		3,3	-	4,2	3,3

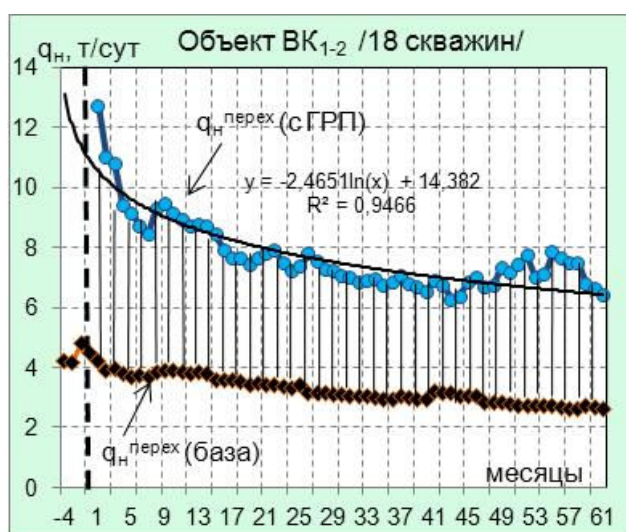


Рис. 6. Сравнение дебитов нефти до и после ГРП по переходящим скважинам

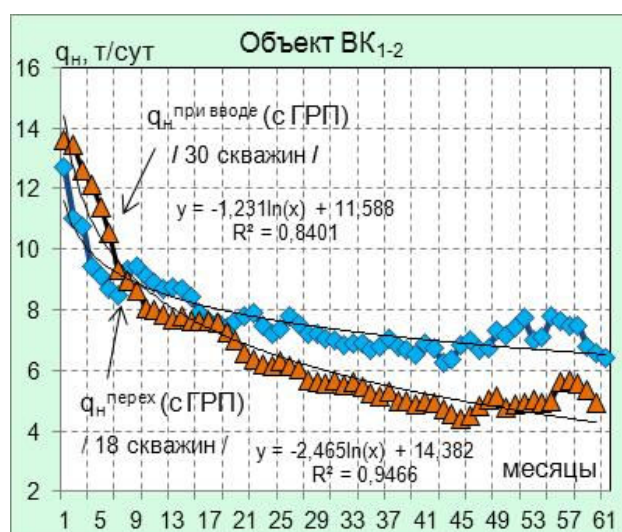


Рис. 7. Динамика дебитов нефти после гидроразрыва

Эффективность рассматриваемых гидроразрывов следующая. Суммарная дополнительная добыча нефти за счет проведения 48 гидроразрывов составила оценочно 253 тыс.т при средней на 1 скв.операцию – 5276 т. Фактическая продолжительность эффекта ($T_{эфф}$) составляет 38 месяцев или более трех лет. За счет 18 ГРП в скважинах переходящего фонда дополнительная добыча нефти составила 88 тыс.т (35%) при средней – 4899 т/скв.операцию, $T_{эфф}$ – 40 месяцев. По 30 ГРП в новых скважинах (при вводе из бурения) дополнительная добыча – 165 тыс.т (65%) нефти при средней на 1 скв.операцию – 5502 т, $T_{эфф}$ – 37 месяцев.

Далее, для анализа эффективности гидроразрывов, все скважины поделены на две группы: “успешные” ($Q_{н. доп.} > 4$ тыс.т) и “малоуспешные” ГРП (табл.5).

Таблица 5

Наименование	Кол-во скважин	$h_{нн}$, м	Показатели до ГРП			Пусковые показатели после ГРП			Кратность, б/р		Текущие показатели на 01.01.2011			Дополнительная нефть, т	
			q_n , т/сут	$q_ж$, т/сут	f_b , %	q_n , т/сут	$q_ж$, т/сут	f_b , %	q_n , т/сут	$q_ж$, т/сут	q_n , т/сут	$q_ж$, т/сут	f_b , %	всего	в среднем
• ИТОГО	48	7,1	4,1	22,1	82	13,3	84	84	3,3	3,8	4,6	45,1	90	253239	5276
Успешные	28	7,4	4,4	10,2	57	16,6	87,6	81	3,8	8,6	5,8	45,8	87	208580	7449
Малоуспешные	20	6,6	3,9	31,6	88	8,7	79,1	89	2,3	2,5	2,9	44,1	93	44659	2233
• На перех. скв.	18	7,1	4,1	22,1	82	12,7	64,4	80	3,1	2,9	5,1	38,3	85	88174	4899
Успешные	8	8,7	4,4	10,2	57	17,8	70,2	75	4,1	6,9	7,7	34,4	78	69089	8636
Малоуспешные	10	5,9	3,9	31,6	88	8,7	59,8	85	2,2	1,9	3,1	41,3	93	19085	1909
• При освоении	30	7,1	-	-	-	13,6	95,9	86	-	-	4,2	49,1	91	165065	5502
Успешные	20	6,9	-	-	-	16,1	94,6	83	-	-	5	50,3	90	139491	6975
Малоуспешные	10	7,4	-	-	-	8,7	98,4	91	-	-	2,7	46,8	94	25574	2557

На переходящем фонде успешными были 8, малоуспешными – 10 ГРП (рис.8). Суммарная дополнительная добыча нефти по успешным – 69,1 тыс.т (или 8636 т/скв.опер), по малоуспешным ГРП – 19,1 тыс.т (или 1909 т/скв.опер). По успешным кратность дебитов по нефти составила 4,1 раза, по жидкости – 6,9 раза; по малоуспешным ГРП: кратность по нефти – 2,2 раза, по жидкости – 1,9 раза.

Наилучшие показатели гидроразрывов были получены по двум скважинам с наибольшими нефтенасыщенными толщинами: №№ 9322 ($h_{нн}$ – 14,4 м) и 9323 ($h_{нн}$ – 15,5 м). Дополнительная добыча нефти по ним за счет ГРП составила – 16,6 и 11,9 тыс.т, соответственно.

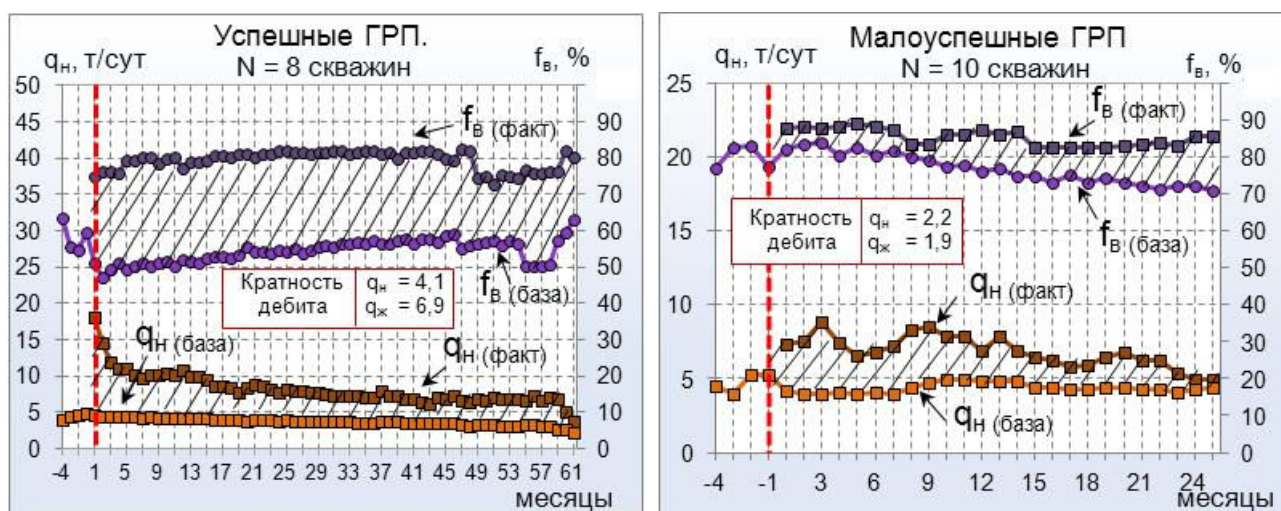


Рис. 8. Сравнение показателей ГРП по успешным и малоуспешным скважинам переходящего фонда

При расчете эффективности ГРП по 30 скважинам при вводе из бурения, базовый дебит нефти взят по аналогии с переходящими скважинами. Здесь успешными оказались 20, малоуспешными – 10 ГРП. Дополнительная добыча нефти составила 165,1 тыс.т, из них по успешным скважинам – 139,5 тыс.т нефти (или 6975 т/скв.опер.), по малоуспешным – 25,6 тыс.т нефти (или 2557 т/скв.опер.). По успешным скважинам (рис.9) пусковой дебит нефти (в 1,9 раза) и накопленная добыча нефти на скважину (в 2,7 раза) больше, чем по малоуспешным гидроразрывам.

Следует отметить, что наилучшие в плане эффективности ГРП 10 скважин (21%) отобрали 40 % всей дополнительной добычи нефти, худшие 10 - извлекли 5%, остальные 28 скважин добыли 55%. По наилучшим скважинам дебит нефти после проведения ГРП составил 19,9 т/сут, жидкости 80 т/сут при обводненности

75 %. По худшим скважинам дебит нефти – 6,6 т/сут, жидкости – 42 т/сут при обводненности 84 %.

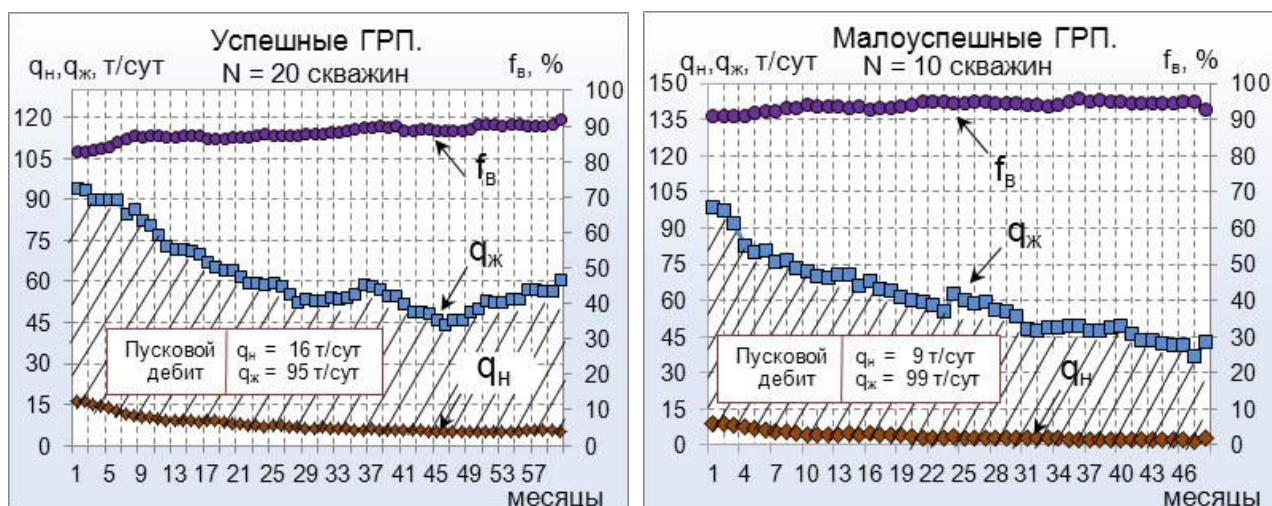


Рис. 9. Динамика показателей успешных и малоуспешных гидроразрывов при вводе скважин из бурения

При продолжении эксплуатационного разбуривания объекта $ВК_{1-2}$ для предотвращения преждевременного обводнения скважин необходимо применять современные, более совершенные технологии гидроразрыва: J-FRAC – технология контроля вертикального роста трещины [2], водоизолирующие ГРП – разрыв пласта с созданием непроницаемого экрана в скважинах ВНЗ [3], струйные ГРП – с предварительной гидропескоструйной перфорацией верхней части разреза пласта $ВК_1$ и последующим проведением селективного ГРП [4] и т.п. Также в скважинах ВНЗ рекомендуется испытать глубокопроникающую сверлящую перфорацию с длиной канала до 2м [5,6].

Выводы

1. Показана удовлетворительная эффективность применения гидроразрывов пласта в условиях водонефтяной зоны викуловских отложений Пальяновской площади. В среднем кратность роста дебита нефти после ГРП составляет 3,3 раза, жидкости – 3,8 раза. Дополнительная добыча нефти за счет проведения 48 ГРП составила 253 тыс.т при средней на 1 скв.операцию – 5,3 тыс.т. Продолжительность эффекта превышает три года.

2. Успешность ГРП составила 58%. По 28 успешным и 20 малоуспешным ГРП отмечается существенное различие по удельной дополнительной добыче нефти – 7449 и 2233 т/скв., а также по обводненности – 81 и 89 % при сопоставимых дебитах жидкости после гидроразрыва.

3. Преждевременное обводнение продукции скважин в ВНЗ Пальяновской площади после гидроразрыва обусловлено наличием в разрезе нижнего пласта $ВК_2$ высокопроницаемых и водоносных пропластков, вскрываемых трещинами ГРП.

4. С целью увеличения дебита нефти и снижения обводненности в новых скважинах рекомендуется испытать улучшенные технологии гидроразрыва: J-FRAC, водоизолирующие ГРП, струйные ГРП, а также сверлящую перфорацию с увеличенной длиной каналов.

Список литературы

1. *Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России* / Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич Г.К. и др. // М.:ВНИИОЭНГ, 1996. – Т.2. – 352 с.
2. *Юдин А., Бутула К., Новиков Ю.* Технология J- FRAC – новый подход к контролю роста трещины ГРП // НТЖ. Технологии ТЭК. – 2007. - № 5. – С. 48-54.
3. *Виноградова И.А.* Результаты применения технологии ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2009. - № 5-6. – С. 29-34.
4. *Применение “струйного” ГРП на месторождениях ОАО “Сургутнефтегаз”*/ Кочетков Л.М., Журба В.Н., Малышев Г.А. и др. // Бурение и нефть. – 2009. - № 1. – С. 27-29.
5. *Испытание технологии глубокопроникающей сверлящей перфорации на месторождениях ОАО “НК “Роснефть”* / Хайдар А.М., Горин А.Н., Латыпов И.Д. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2011. - № 6. – С. 52-56.
6. *Гладилович В.Г.* Преимущества вторичного вскрытия продуктивного нефтяного пласта методом сверления с помощью электробура для зарезки бокового канала // Бурение и нефть. – 2011. - № 10. – С. 46-48.