

МАССОВОЕ ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА – КЛЮЧЕВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.276.66СГ

© Коллектив авторов, 2019

MASS HYDRAULIC FRACTURING IS A KEY TECHNOLOGY OF THE SOUTHERN PART PRIOBSKOYE FIELD DEVELOPMENT

Д.Ю. Колупаев, М.М. Биккулов, С.А. Солодов

ООО «Газпромнефть-Хантос»

К.Е. Янин, к.э.н.

ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ», Тюменский индустриальный университет

Электронный адрес: Yanin@term-pb.ru

Ключевые слова: Приобское нефтяное месторождение, гидроразрыв пласта (ГРП), многостадийный ГРП (МГРП), низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы, горизонтальная скважина, эффективность, дебит

D.U. Kolupaev, M.M. Bikkulov, S.A. Solodov Gazpromneft-Khantos LLC

K.E. Yanin ООО «ПБ «ТЕРМ», Tyumen Industrial University

Analysis of the efficiency of the implemented development technologies based on the mass application of hydraulic fracturing is of great interest to oil and gas industry specialists. The aim of the article is to summarize the experience of using the large-volume hydraulic fractures on the low-permeability reservoir, the establishment of general patterns of change in technology-indicators, modern trends in development of the implemented development system. The active using of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing is the modern trend in the field development technology. Further improvement of the applied technologies will help to increase the efficiency of Priobskoye field development and increase the oil recovery factor.

Keywords: Priobskoye oil field, hydraulic fracturing, multistage hydraulic fracturing, low-permeability reservoir, hard-to-recover reserves, horizontal well, efficiency, production rate

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-39-45

ВВЕДЕНИЕ

Южная лицензионная территория (ЮЛТ) уникального Приобского месторождения является главным активом ООО «Газпромнефть-Хантос». За время эксплуатации добыто более 120 млн т нефти. Основой технологических решений, применяемых для разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти, является гидроразрыв пласта (ГРП). Залежи нефти сосредоточены в низкопроницаемых нижнемеловых отложениях пластов АС₁₀₋₁₂. Здесь выделены семь пластов: АС₁₀⁰⁻¹, АС₁₀⁰⁻², АС₁₀¹⁻³, АС₁₀⁴, АС₁₁¹, АС₁₂¹, АС₁₂³⁻⁵. Проницаемость коллекторов составляет $(1-5) \cdot 10^{-3}$ мкм², на большей части –

менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Месторождение в пределах ЮЛТ разрабатывается 20 лет. За этот период пробурено более 4 тыс. скважин, в которых выполнены ГРП. Анализ эффективности реализованных технологий разработки, основанных на массовом применении ГРП, представляет большой интерес для специалистов нефтегазовой отрасли.

Целью статьи являются обобщение опыта применения большеобъемных гидроразрывов низкопроницаемых пластов ЮЛТ, установление общих закономерностей изменения технологических показателей, современных трендов в развитии реализуемой системы разработки.

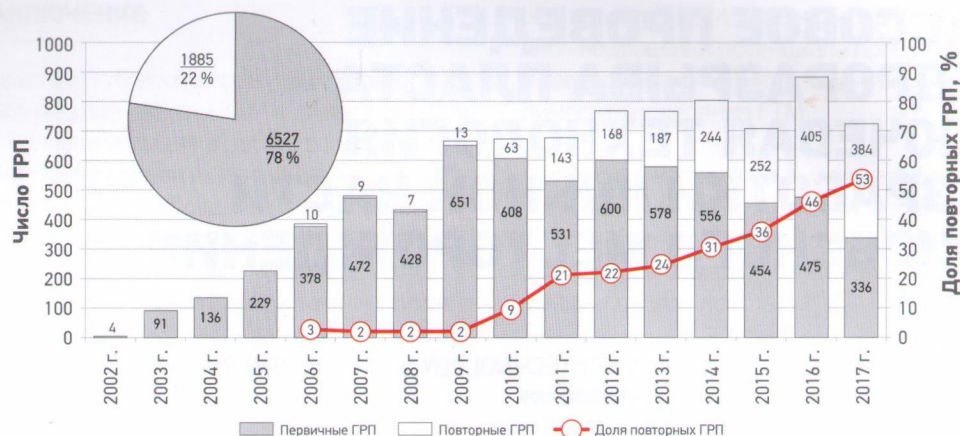


Рис. 1. Динамика числа ГРП и МГРП на ЮЛТ Приобского месторождения

ПРОВЕДЕНИЕ ГРП В СКВАЖИНАХ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С 2012 по 2017 г. на месторождении пробурено 345 горизонтальных скважин (ГС) и 380 боковых стволов с горизонтальным окончанием (БГС). Во всех скважинах выполнены многостадийные ГРП (МГРП). Применение ГС позволяет решать ряд важнейших задач: от повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет локального разуплотнения эксплуатационного объекта АС₁₀₋₁₂ и повышения степени выработки запасов низкопроницаемых пластов группы АС₁₂ до оптимизации фонда скважин обеспечения соответствия требованиям по учету количества нефти, добытой из залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Таблица 1

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего
Число МГРП, в том числе по пласту:	5	12	20	74	120	194	425
АС ₁₀	3	6	5	21	48	88	171
АС ₁₁	-	-	-	-	-	3	3
АС ₁₂	2	6	15	53	72	103	251
Доля МГРП, % общего числа ГРП	0,7	1,6	2,5	10	14	27	5

Таблица 2

Показатели	ГС с МГРП (345 ГС)	БГС с МГРП (80 БГС)
Длина горизонтального участка, м	300-1500 840	126-700 340
Число стадий МГРП	2-30 6,3	2-7 3,2
Расстояние между портами МГРП, м	-	42-235 110
Масса закачанного проппанта, т:		
общая	50-380 136	100-500 237
за одну стадию	10-150 70	7-150 74

Примечание. В числителе приведен интервал значений показателя, в знаменателе – среднее значение.

На начало 2018 г. на Приобском месторождении насчитывалось 4053 скважины, в которых было выполнено 8412 ГРП (рис. 1). Основная часть (95 %, или около 8 тыс.) – это большеобъемные ГРП в наклонно направленных скважинах (ННС). Еще 425 МГРП выполнены в ГС и БГС. С 2010 г. доля повторно выполненных ГРП постоянно увеличивалась. В 2017 г. более половины подобных операций составили повторные ГРП (см. рис. 1). Данные I квартала 2018 г. свидетельствуют о том, что тенденция увеличения доли повторных ГРП сохраняется. Все выполненные ГРП являются большеобъемными. В среднем за одну операцию ГРП в ННС было закачено 100 т проппанта, в ГС – 456 т, в БГС – 237 т.

Еще одной тенденцией последних лет разработки ЮЛТ является более активное применение ГС в сочетании с МГРП. Так, в 2017 г. каждый четвертый МГРП выполнялся в ГС (табл. 1). Около 60 % всех МГРП проведены в ГС пластов АС₁₂ (АС₁₂¹ и АС₁₂³⁻⁵) с ухудшенными (по сравнению с пластами группы АС₁₀) характеристиками. Параметры проведенных МГРП представлены в табл. 2.

Результаты большого числа выполненных ГРП и МГРП позволяют предположить создание в породах пластов АС₁₀₋₁₂ обширной разветвленной системы техногенных трещин, охватывающих воздействием в том числе самые тонкие нефтеносные прослои. Созданные техногенные трещины имеют следующие средние параметры: полудлина – 135 м (иногда – до 300 м); высота – 44 м (иногда – до 100 м); ширина – 5 мм. Анализ накопленных за историю разработки Приобского месторождения данных дает возможность оценить технологическую целесообразность активного применения нового подхода к разработке пластов с трудноизвлекаемыми запасами путем использования ГС с МГРП и сравнить их результаты с показателями эксплуатации ННС. Однако сравнение осложняется наличием множества разнородных факто-

ров: многопластовостью месторождения; большой площадью лицензионных участков и, как следствие, значительными различиями геологического строения разбуренных участков; разработкой залежей пластов АС₁₀₋₁₂ в зонах их совмещения как единого эксплуатационного объекта и др.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГС И ННС

Для получения представительных результатов сравнения показателей эксплуатации ГС и ННС их можно обобщить не по всему месторождению, а по характерным участкам, где указанные скважины были пробурены в одинаковых геологических условиях. С этой целью в разных частях ЮЛТ (север, юг, центр) авторами были выделены четыре участка, на которых пробурено большое число ННС и ГС. На участках № 1, 2, 3 ГС и ННС пробурили примерно в одно время. Реализуемая рядная система разработки первоначально была сориентирована на применение добывающих ГС с МГРП в сочетании с нагнетательными ННС с ГРП. На участке № 4 ГС с МГРП пробурены как уплотняющие с целью ускорения выработки запасов из пласта АС₁₂³⁻⁵ с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) путем локального разукрупнения общего эксплуатационного объекта АС₁₀₋₁₂. На выделенных для анализа участках № 1, 2, 3 разрабатываются залежи разных пластов. В общей сложности здесь обработаны сведения по 370 скважинам, в том числе по 129 ГС и 241 ННС с ГРП.

Обобщая результаты по трем участкам, можно отметить значительное снижение дебитов скважин (ГС с МГРП) в течение первого года эксплуатации. Если за точку отсчета принять средние дебиты скважин за первый месяц работы, то через 12 мес они снижаются примерно в 3 раза. В результате анализа установлено, что по ГС с МГРП начальные дебиты жидкости (средние за первый месяц эксплуатации) в 2,5–3 раза,

а нефти в 2–2,5 раза выше, чем по ННС с ГРП (рис. 2). При этом по ГС отмечается более высокий темп снижения дебитов. Так, за первый год дебиты ГС снизились в среднем на 70 %: жидкости – со 120 до 36 т/сут, нефти – с 58 до 18 т/сут. По ННС годовое уменьшение дебитов также значительное – 55 %: дебит жидкости снизился с 42 до 19 т/сут, нефти – с 28 до 11 т/сут. В последующие месяцы динамика снижения дебитов как по ГС, так и ННС стабилизируется. Несмотря на значительное начальное уменьшение, дебиты ГС в последующие периоды (на второй и третий годы) остаются выше, чем по ННС: нефти – на 30–40 %, жидкости – на 80–100 %. За счет достаточно высоких начальных дебитов ГС обеспечиваются удовлетворительные показатели добычи нефти. В частности, накопленная добыча нефти в среднем по ГС уже за первый год эксплуатации достигает 12 тыс. т/св., что в 2 раза выше, чем по ННС (6 тыс. т/св.).

В связи с литологическим типом строения залежей нефти обводненность скважин на протяжении длительного периода эксплуатации остается достаточно стабильной. Однако она характеризуется повышенными значениями в первые месяцы, что обусловлено отборами технической воды из скважин после проведения большеобъемных ГРП и МГРП. Геологические характеристики пластов-коллекторов, число анализируемых скважин, а также технологические показатели их эксплуатации представлены в табл. 3.

БУРЕНИЕ УПЛОТНЯЮЩИХ ГС С МГРП

За последние годы на ЮЛТ в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин пробурено несколько сотен уплотняющих скважин. Из них многие ГС с МГРП используются для разукрупнения эксплуатационного объекта АС₁₀₋₁₂ на участках, которые первоначально были полностью разбурены ННС, эксплуатирующими сразу несколько пластов (АС₁₀¹⁻³, АС₁₀⁴, АС₁₂³⁻⁵).

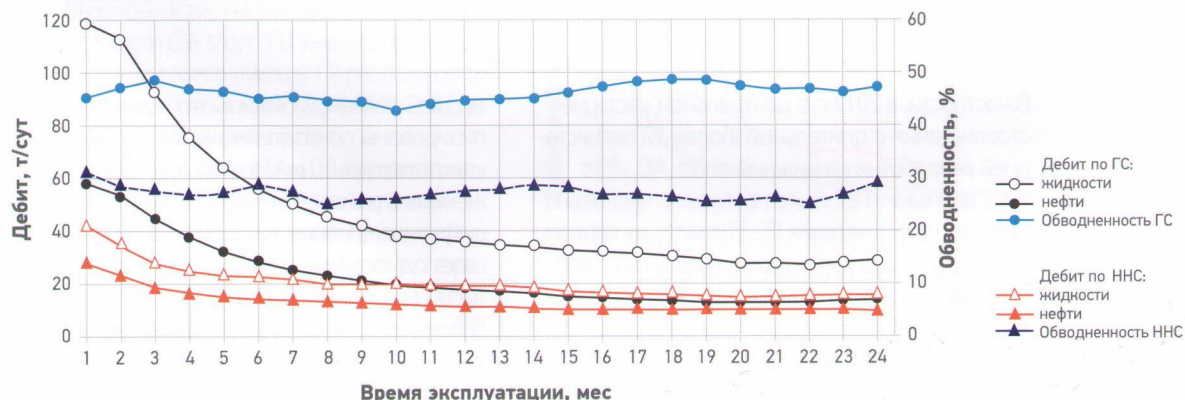


Рис. 2. Усредненная динамика дебитов и обводненности ГС и ННС после ГРП на участках № 1, 2, 3 Приобского месторождения

Таблица 3

Показатели	Номер участка						В среднем по трем участкам		Участок № 4 (уплотняющие ГС)		
	1		2		3				Центр ЮЛТ		
	КП № 130, 131, 134, 135		КП № 30, 30а, 32, 33, 36, 36а, 57		КП № 90, 90а, 91, 933, 80, 82						
Геологические характеристики участков											
Продуктивный пласт	АС ₁₂ ³⁻⁵		АС ₁₂ ¹		АС ₁₀ ¹⁻³ , АС ₁₂ ³⁻⁵		АС ₁₀₋₁₂		АС ₁₀ ¹⁻³ , АС ₁₂ ³⁻⁵		
Нефтенасыщенная толщина, м	17,4		28,0		20,1		21,4		29		
Пористость, %	17,5		17,6		17,7		17,6		16,9		
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	4,1		2,4		5,5		4,1		4,5		
Проводимость, 10 ⁻³ мкм ² ·м	71		67		111		88		131		
Нефтенасыщенность, %	59		55,4		59,7		58,2		62,6		
Глинистость, %	11,3		11,0		10,1		10,7		11,5		
Расчлененность	13,3		20,7		12,4		15,1		25		
Параметры и показатели эксплуатации скважин с ГРП/МГРП											
Тип скважины	ГС		ННС		ГС		ННС		ГС		ННС
Число скважин в выборке	37		87		50		76		42		78
Длина горизонтального участка, м	950		-		780		-		815		-
Число стадий МГРП	7,3		-		6		-		6,4		-
Масса закачанного проппанта, т/скв (т/стадию, т/операцию)	536 (73)		228 (139)		375 (63)		152 (145)		470 (72)		187 (104)
Количество проппанта на 1 м эффективной толщины, т			8,8				7,4				8,5
Дебит нефти, т/сут:											
за первый месяц	72		30		47		25		59		27
через полгода	42		15		21		13		27		14
через 1 год	28		12		14		11		17		9
через 2 года	22		10		13		9		13		9
Снижение дебита нефти, %:											
за первый год	61		61		70		55		71		66
за 2 года	70		67		73		64		79		67
Дебит жидкости, т/сут:											
за первый месяц	109		37		153		56		87		34
через полгода	61		18		67		34		37		16
через 1 год	35		15		45		28		23		12
через 2 года	29		14		34		22		19		11
Снижение дебита жидкости, %:											
за первый год	68		61		71		49		74		63
за 2 года	74		63		78		60		78		68
Обводненность, %:											
за первый месяц	33		19		67		56		31		21
через 1 год	20		13		67		53		26		16
через 2 года	23		17		62		55		30		20
Добыча нефти, тыс. т/скв:											
за первый месяц	1,9		1,0		1,6		0,8		2,0		0,9
за первый год	16		6		9		6		11		5
за 2 года	24		10		13		9		16		9

Примечание. КП – кустовая площадка.

В частности, в 2017 г. в центральной части месторождения с длительной (более 10 лет) историей разработки на нижний пласт АС₁₂³⁻⁵ с ухудшенными ФЕС было пробурено несколько десятков уплотняющих ГС. В пласте их горизонтальные участки ориентированы вдоль рядов добывающих и нагнетательных скважин с сохранением сформированной ранее рядной системы разработки (рис. 3).

Большой интерес вызывает сравнение показателей эксплуатации вновь пробуренных ГС с МГРП с близко расположенными добывающи-

ми ННС основной сетки. С этой целью проанализированы показатели эксплуатации 30 новых уплотняющих ГС и 114 старых ННС, расположенных в районе ГС. Несмотря на то, что период эксплуатации каждой из 30 ГС не превышает одного года, первые результаты показательны и информативны.

В большинстве старых ННС анализируемого участка большеобъемные ГРП выполнены одновременно сразу на три пласта, в остальных – на два. За счет ГРП и совместной эксплуатации пластов ННС характеризуются вы-

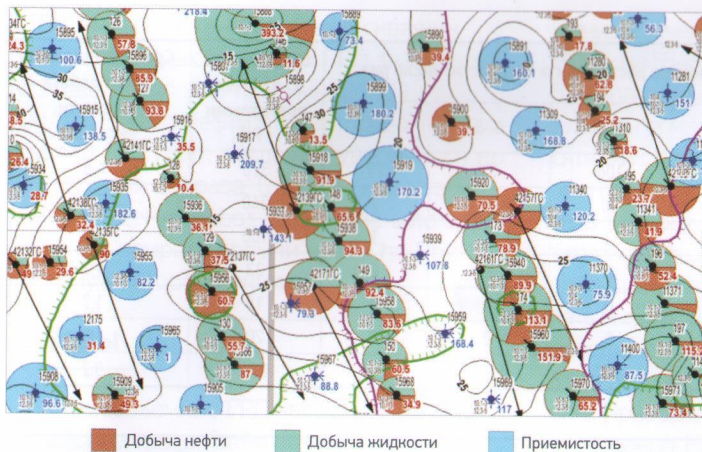


Рис. 3. Схема размещения уплотняющих ГС с МГРП на центральном участке № 4

сокими начальными дебитами, сопоставимыми с дебитами новых уплотняющих ГС, и высокой текущей удельной накопленной добычей нефти. В частности, по 93 из 114 анализируемых скважин (с наибольшим временем эксплуатации – от 6 до 13 лет) в среднем удельная накопленная добыча нефти уже достигла 100 тыс. т/скв и продолжает расти. Это свидетельствует о правильном выборе системы разработки.

Главный недостаток ННС – неравномерность выработки запасов по разрезу разрабатываемых пластов. Недостаточная степень выработки особенно низкопроницаемого нижнего пласта AC_{12}^{3-5} подтверждается результатами промысловых геофизических исследований и технологическими показателями эксплуатации скважин. На долю пласта приходится незначительные текущие отборы нефти.

Пробуренные на пласт AC_{12}^{3-5} уплотняющие ГС с протяженными (около 940 м) горизонтальными участками и большеобъемными МГРП (в среднем шесть стадий по 77 т проппанта на стадию), на первый взгляд, уступают соседним ННС по основным технологическим показателям (см. табл. 3). Начальные дебиты нефти ГС (52 т/сут) на 20 % ниже, темпы их снижения и роста обводненности – выше. Более того, средний дебит нефти (26 т/сут) ГС уже через полгода эксплуатации всего лишь в 1,8 раза выше текущего среднего дебита (14 т/сут) ННС, находящихся в эксплуатации много лет.

По сравнению с показателями эксплуатации ННС пласта AC_{12}^{3-5} динамика показателей кардинально меняется. Средний дебит нефти ГС с МГРП (с наибольшим временем эксплуатации) за первый год снижается с 52 до 18 т/сут с последующим резким замедлением темпа снижения и относительной стабилизацией дебитов на уровне 15 т/сут. В то же время текущие дебиты нефти окружающих ННС составляют всего лишь 4 т/сут, жидко-

сти – 9 т/сут. Таким образом, дебиты нефти уплотняющих ГС в 3–4 раза выше, чем ННС пласта AC_{12}^{3-5} .

БУРЕНИЕ УНИКАЛЬНОЙ ГС С МГРП

Как было указано, число стадий МГРП, проведенных в ГС, в среднем составило 6–7. Однако на Приобском месторождении (ЮЛТ) есть и уникальные скважины. В частности, в одной скважине с удлиненным горизонтальным участком (около 1500 м), пробуренной на пласт AC_{12}^{3-5} , был выполнен 30-стадийный МГРП. Хвостовик ГС полностью цементирован. Суммарное количество закачанного проппанта составило 1,2 тыс. т (в среднем 40 т на стадию), что в 3 раза больше среднестатистического показателя по рассматриваемому месторождению.

В целом показатели эксплуатации самой протяженной и наиболее интенсифицированной гидроразрывом ГС оказались выше, чем соседних ГС, пробуренных на пласт AC_{12}^{3-5} в аналогичных геологических условиях. В частности, начальный дебит жидкости был выше более чем в 2 раза, дебит нефти – в 1,4 раза. За первые 1,5 года эксплуатации из этой ГС было добыто

Суммарное количество закачанного проппанта составило 1,2 тыс. т (в среднем 40 т на стадию), что в 3 раза больше среднестатистического показателя по рассматриваемому месторождению.

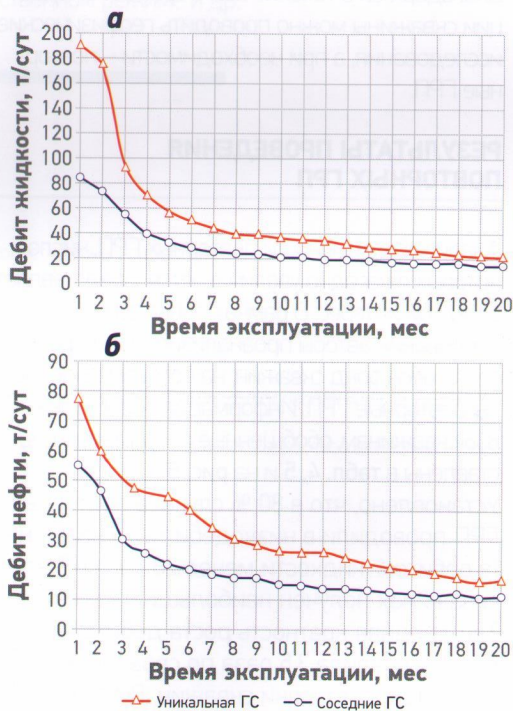


Рис. 4. Сравнение дебитов жидкости (а) и нефти (б) уникальной ГС длиной 1500 м с 30 стадиями МГРП со средними дебитами нефти и жидкости 14 соседних ГС с длиной горизонтального участка 920 м с 7,5 стадиями МГРП

Таблица 4

Дебит жидкости до повторного ГРП, т/сут	Число скважин с кратностью роста дебита жидкости, число раз					Общее число скважин с повторными ГРП	Средняя кратность роста дебита жидкости, число раз
	1–2	2–3	3–4	4–5	>5		
1–10	15	76	106	52	79	328	4,6
10–20	104	186	28	15	7	340	2,4
20–30	67	28	3	1	1	100	1,9
30–40	25	6	2	0	0	33	1,7
40–50	12	3	0	0	0	15	1,7
>50	18	2	0	0	0	20	1,5
Всего	241	301	139	68	87	836	3,2

Таблица 5

Дебит нефти до повторного ГРП, т/сут	Число скважин с кратностью роста дебита нефти, число раз					Число скважин с повторными ГРП	Средняя кратность роста дебита жидкости, число раз
	1–2	2–3	3–4	4–5	>5		
1–5	6	19	37	25	31	118	4,8
5–10	60	214	48	13	6	341	2,6
10–20	236	57	11	2	0	306	1,8
20–30	35	2	0	1	0	38	1,6
>30	29	4	0	0	0	33	1,5
Всего	366	296	96	41	37	836	2,5

18 тыс. т нефти, по соседним ГС – 12 тыс. т. Тем не менее через два года эксплуатации дебиты этой уникальной скважины приблизились к среднестатистическим по ближайшим ГС (рис. 4). К особенностям МГРП в уникальной скважине относится «бесшаровая» технология. Благодаря ей в течение всего срока эксплуатации скважины можно проводить геофизические исследования, а при необходимости – повторные ГРП.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНЫХ ГРП

Анализ эффективности повторных ГРП, число которых ежегодно увеличивается, представляет большой интерес. В рамках проведенного исследования авторы проанализировали практически весь фонд скважин, на котором выполнены повторные ГРП. Информация обработана по 836 скважинам, обобщенные результаты представлены в табл. 4, 5 и на рис. 5.

Установлено, что в 80 % случаев повторные ГРП проводили в низкодебитных скважинах (с дебитом жидкости менее 20 т/сут). В этих скважинах получен наибольший эффект.

Так, средняя кратность роста дебита жидкости составила 3,5 раза по сравнению с дебитами до остановки скважин. В скважинах с более высоким дебитом (более 20 т/сут до повторных ГРП) эффект повторных ГРП несколько ниже. Средняя кратность роста дебита жидкости равна 1,8 раза. Среднее значение этого показателя, рассчитанное по

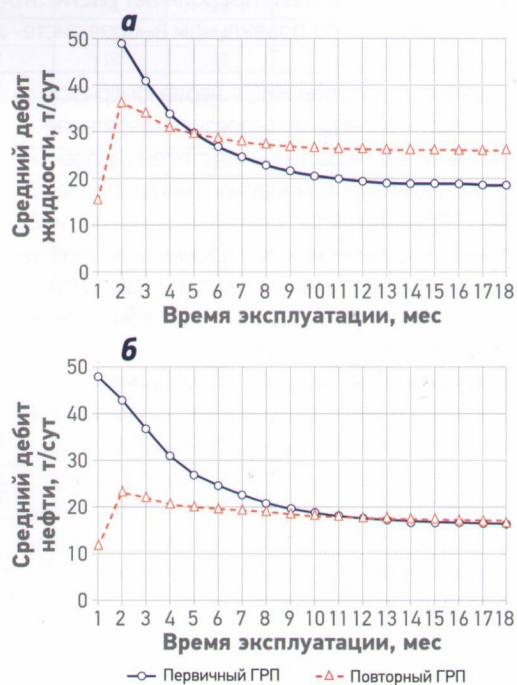


Рис. 5. Динамика средних дебитов жидкости (а) и нефти (б) по 836 скважинам ЮЛПТ после первичных и повторных ГРП

всему фонду анализируемых скважин, составляет 3,2 раза, по дебиту нефти – 2,5 раза.

Оценка эффекта от повторных ГРП по приросту среднего дебита жидкости свидетельствует о его росте от 15 до 36 т/сут, что на 1/3 ниже начальных дебитов при вводе скважин в эксплуатацию после первичных

ГРП. Темпы снижения дебитов скважин после повторных операций ГРП значительно ниже, чем после первичных ГРП. Средний дебит нефти до повторных ГРП составлял 11,5 т/сут, после них увеличился до 23 т/сут, или в 2 раза. С учетом масштабов проведения работ это обеспечило существенный прирост добычи нефти по Приобскому месторождению.

Выводы

1. Большеобъемные ГРП являются основной технологией разработки низкопроницаемых коллекторов уникального Приобского месторождения. Операции ГРП выполнены в более чем 4 тыс. скважин, причем в каждом пласте общего эксплуатационного объекта АС₁₀₋₁₂.
2. Современный тренд в технологии разработки месторождения – активное применение горизонтальных скважин с МГРП, что позволяет частично разукрупнить общий эксплуатационный объект АС₁₀₋₁₂ при разработке залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами. Следствием этого является ежегодное увеличение доли МГРП в общем числе проведенных гидроразрывов.
3. При средней длине горизонтального участка ГС, равной 840 м, удельное число стадий проведенных большеобъемных МГРП составляет 6,3. За одну скважино-операцию ГРП в ННС закачено в среднем 100 т проппанта, в ГС – 456 т, в БГС – 237 т.
4. ГРП позволяет обеспечить высокие начальные дебиты как ННС, так и ГС. Тем не менее во всех случаях отмечается значительное их сни-

жение в течение первого года эксплуатации: в ННС – на 55–60 %, в ГС – на 70 %.

5. Эксплуатация ГС с увеличенной (до 1500 м) длиной горизонтального участка и многими десятками стадий МГРП в особо низкопроницаемом пласте АС₁₂³⁻⁵ характеризуется положительными результатами. Однако комплексный технико-экономический анализ имеющихся здесь разносторонних рисков не позволяет сделать вывод о целесообразности массового распространения данного опыта.

6. Широкое применение повторных ГРП в условиях Приобского месторождения вполне оправданно. Кратность роста дебита жидкости при этом (по сравнению с дебитом на момент остановки скважин) равна 3,2 раза, кратность роста дебита нефти – 2,5 раза. Дебиты скважин после повторных ГРП возрастают, поддерживаются на рентабельных уровнях, хотя и не достигают значений, полученных при вводе скважин в эксплуатацию после первичных ГРП.

7. На этапе дальнейшей разработки Приобского месторождения роль ГРП как основной технологии извлечения трудноизвлекаемых запасов сохранится. С учетом усложняющихся геологических условий бурения новых скважин в крайних зонах (малые толщины, проницаемость менее 0,001 мкм²) потребуются освоить в промышленных масштабах новые технологии: бурение многозбойных скважин с проведением МГРП в каждом стволе, смена агентов вытеснения, разработка отдельных участков на естественном режиме и др.

Список литературы

1. Янин К. Е., Черевко М. А. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ) // «Нефтяное хозяйство». – 2015. – № 2. – С. 74–77.
2. Янин А. Н., Янин К. Е., Черевко М. А. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ) // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 9. – С. 48–57.

Reference

1. Yanin K.E., Cherevko M.A., *The first results of the application of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of Priobskoye field* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 2, pp. 74–77.
2. Yanin A.N., Yanin K.E., Cherevko M.A., *Retrospective analysis of hydraulic seam fracturing system application at Priobskoe Field* (South licensed area) (In Russ.), Territoriya NEFTEGAZ, 2014, no. 9, pp. 48–57.