

УДК 622.24

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩЕЙ ПЕРФОРАЦИИ МЕТОДОМ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ КАНАЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ «ПЕРФОБУР» ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ

А.И. Баширова, И.Р. Галас, И.А. Лягов, М.Ф. Назыров

В статье представлена технология управляемой, глубоко проникающей перфорации с использованием технической системы «Перфобур», позволяющая интенсифицировать приток с помощью радиального бурения каналов диаметром 69 мм, протяженностью до 25 м. Данная технология впервые реализована на карбонатном коллекторе Башкирского яруса, отличающемся высокой неоднородностью и близким расположением подстилающих вод.

Были выбраны две соседние скважины, имеющие идентичные коллекторские свойства, на одной из которых был проведен кислотный гидроразрыв пласта. На скважине А был проведен кислотный гидроразрыв пласта, на скважине В по технологии «Перфобур» пробурены 2 направленных канала длиной 14 м каждый. В скважину В после бурения каналов была закачан раствор соляной кислоты через специальную гидромониторную насадку в двух точках объемом 48 м³.

Полученные результаты на скважине В, в сравнении со скважиной, на которой был проведен кислотный гидроразрыв пласта, позволяют говорить о высокой эффективности технологии управляемого радиального бурения. Возможность прогнозировать траекторию канала, знание его фактической траектории в сочетании с кислотной обработкой пласта (с помощью гидромониторной насадки на значительном удалении пласта) позволяют достигать существенного прироста дебита нефти при меньшей обводненности добываемой продукции.

Ключевые слова: глубокопроникающая перфорация, радиальные каналы, управляемое радиальное бурение, радиальное вскрытие пласта.

Введение

Деятельность компании «Перфобур» направлена на разработку оборудования для радиального вскрытия пласта и оказание сервиса по увеличению добычи нефти и газа из старых низкодебитных скважин за счет бурения каналов длиной до 25 м, диаметром 69 мм, в карбонатных и терригенных коллекторах, по контролируемой траектории для преодоления зоны кольматации и установления надежной гидродинамической связи в системе скважина – пласт.

Техническая система (далее – ТС) «Перфобур» объединяет преимущества современных эффективных технологий и лишена большинства недостатков конкурентов, а именно:

- существенно увеличивает радиус дренирования добывающих скважин, помогая оптимизировать режим эксплуатации месторождения без уплотнения сетки скважин;

- применима в карбонатных и терригенных коллекторах;

- преодолевает низкопроницаемую призабойную зону;

- работает в пластах небольшой мощности (от 2,5 м);

- может применяться в пластах с близким расположением водоносных горизонтов;

- имеет управляемую траекторию с возможностью её регистрации;

- на одной отметке можно пробурить до 4 радиальных каналов по разной траектории;

- предоставляет возможность многократного входа в пробуренный канал;

- возможно комбинирование геолого-технических мероприятий, например, дополнительное проведение кислотной обработки;

- создаёт возможность работы как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах;

- состоит исключительно из узлов несерийного отечественного производства.

ТС «Перфобур» позволяет попадать в тонкие пласты со слабыми границами раздела, проходить через отложения пленок парафина и асфальтенов в призабойной зоне, уменьшая перепад давления в системе «ствол скважины – пласт» [1–4].

Для стимуляции карбонатных пород с близко расположенной подошвенной водой и/или газовой шапкой наиболее эффективным видится комбинирование технологии радиального бурения «Перфобур» с гидромониторной обработкой пласта кислотой. Возможность повторного входа в канал позволяет внедрять гидромониторную насадку в пробуренный канал. Гидромониторная насадка имеет 4 сопла, скорость истечения кислоты из которых составляет более 100 м/с. Помимо эффекта растворения породы дополнительно происходит намыв каверн, длина которых может достигать 1 м [5–10].

Свойства пласта

Месторождение находится в центральной части России, Республике Башкортостан, и является зрелым месторождением. На месторождении присутствуют как песчаники, так и карбонатные коллекторы. Глубина залегания нефти – от 780 м до 1830 м. На месторождении в разработке находятся 6 залежей.

Работы проводились в отложениях Башкирского яруса, представленных карбонатным типом коллектора. Разрез сильно расчленённый, с наличием подстилающей воды. Общая мощность пласта, вскрытая скважиной, составляет 12 м, в которых выделяется 3 нефтенасыщенных пропластка и 1 водонасыщенный пропласток (рис. 1). Проницаемость пласта варьируется в пределах 27–43 мДа. Пластовое давление составляет 68 атм при начальном 105 атм (65% от начального).

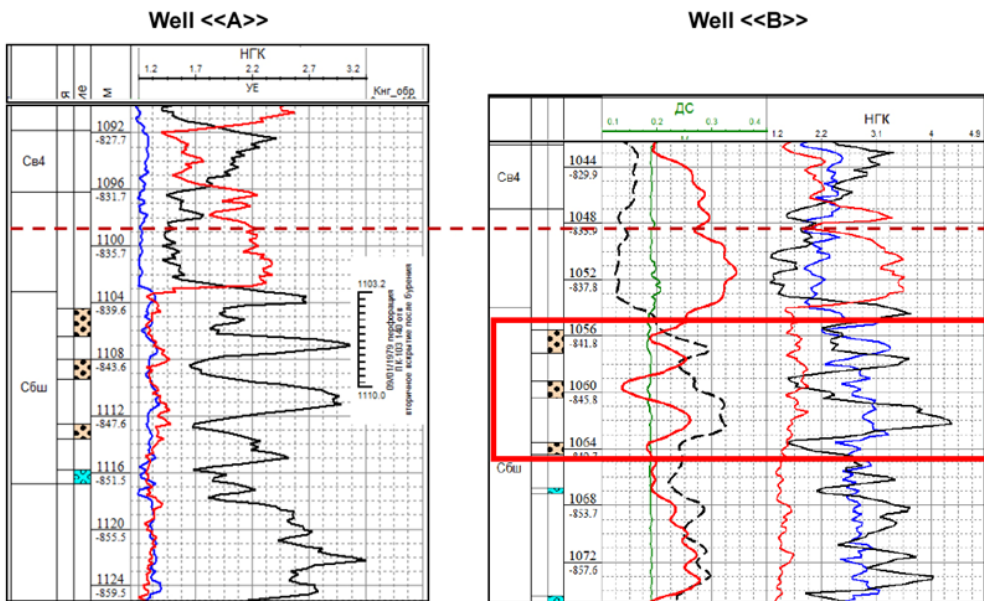


Рисунок 1. Геологический разрез в скв. А и В

Обозначения (здесь и далее):

Сбш – Башкирский ярус;

Св4 – пласт верейского горизонта;

НГК – нейтронный гамма-картаж;

ДС – диаметр скважины.

Были отобраны 2 соседние скважины с идентичными коллекторскими свойствами. Расстояние между скважинами составляет около 136 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине А составляет 4,4 м, в скважине В – 3 м.

Геологические критерии выбора скважин для радиального вскрытия пласта приведены в табл. 1. Данные критерии являются общими, каждая скважина рассматривается индивидуально в зависимости от поставленных задач.

Таблица 1. Геологические критерии*

№	Параметры	Значение
1	Литология	карбонатный или терригенный коллектор
2	Глубина скважины	нет ограничений
3	Температура в интервале обработки, °С	до 105**
4	Мощность пласта, м	не менее 2,5***
5	Снижение пластового давления от первоначального, %	не более 65
6	Обводненность, %	не более 40
7	Расстояние до водоносного пласта, м	нет ограничений
8	Коэффициент АВПД, д. ед.	До 1,24 – до глубины 1200 м До 1,18 – ниже глубины 1200 м

* критерии являются ориентировочными. Если скважина-кандидат не удовлетворяет какому-либо критерию, она всё равно может быть рассмотрена в индивидуальном порядке.

** для работы в пластах с температурой более 105°С предусмотрено специальное исполнение с возможностью работы до 200°С.

*** наиболее оптимальными с точки зрения геологического эффекта считаются пласты мощностью от 8 м. В таких пластах будет расположено 100% длины пробуренного канала, при меньшей мощности пласта часть канала будет располагаться выше кровли пласта.

«Перфобур» – технология механического радиального бурения

Ключевым элементом технологии является техническая система в модульном исполнении, включающая ряд уникальных технических решений, позволяющих поддерживать заданную траекторию канала, в числе которых клапанный и якорные модули, специальный забойный двигатель, который создает необходимый крутящий момент для приведения в действие фрезы, прорезающей окно в обсадной колонне, или долота, бурящего канал по сверхмалому радиусу кривизны. Применяемые винтовые забойные двигатели (далее – ВЗД) – это секционные двигатели размером 43–55 мм, изготовленные по нашему техническому заданию, с улучшенными характеристиками по сравнению с серийными забойными двигателями. Они были испытаны на специальном стенде компании, доработаны и успешно применялись в скважинных работах [1, 2].

Технология позволяет пробурить сеть радиальных каналов длиной до 15 м, до 4 каналов разной траектории на одном уровне.

Конструкция технической системы «Перфобур» выполнена в модульном исполнении для удобства сборки на устье скважины. Основными элементами является толкатель, соединенный сверху с переливным клапаном, снизу – с направляющим переходником, связанным посредством автономного гидронагружателя и гибкой компоновкой труб с винтовым двигателем, шпинделем и долотом (фрезой) диаметром 69 (75) мм. В корпусе модуля установлен специальный клин-отклонитель, извлекаемый при каждой спуско-подъемной операции (далее – СПО). Модуль для бурения (фрезерования) стыкуется с якорем с помощью ориентирующей воронки (рис. 2).



Рисунок 2. Основные элементы технической системы Перфобур

Использование модульной системы «Перфобур» позволяет вскрывать продуктивный пласт без проведения подготовительных операций, включающих в себя удаление части обсадной колонны, создание цементного моста и разрушение в нем вспомогательного канала.

Сборка компоновки низа бурильных колонн (далее – КНБК) и спуск в скважину осуществляется на технологических насосно-компрессорных трубах (далее – НКТ), бурильных трубах с помощью стандартного подъемного агрегата необходимой грузоподъемности (например, А50/УПА60) или с применением оборудования гибких насосно-компрессорных труб (далее – ГНКТ).

Для противодонной безопасности используется обычное противовыбросовое оборудование, принадлежащее бригаде по ремонту скважин, предусмотренное для данного типа скважин согласно требованиям действующих нормативных документов по промышленной безопасности (далее – ПБ) в нефтегазовой промышленности (далее – НГП).

Для циркуляции бурового раствора используется стандартный вертлюг, соединенный с насосным агрегатом гибкой или жесткой линией высокого давления (определяется совместно с подрядчиком по ремонту скважин при планировании работы).

Емкостной блок мобильного исполнения предусматривает постоянное хранение бурового раствора в объеме, достаточном для проходки канала. Устанавливаются дополнительные емкости для хранения резервного объема бурового раствора в соответствии с требованиями ПБ в НГП.

Привязка компоновки по глубине и ориентация по азимуту осуществляется подрядчиками по геофизическим исследованиям скважин (далее – ГИС) с помощью стандартного геофизического оборудования. Спуск оборудования проводится на стандартном или жестком геофизическом кабеле в зависимости от конфигурации траектории скважины.

Работы по радиальному вскрытию пласта проводятся за несколько СПО для спуска и установки якоря, фрезерования окна в обсадной колонне, бурения канала, записи траектории пробуренного канала,

химической обработки или обсадки канала фильтрами.

СПО №1, спуск и ориентация якорного модуля. При спуске якорь привязывается по глубине с помощью гамма-каротажа (далее – ГК) и локатора муфты и ориентируется по азимуту. После того как якорь спущен и сориентирован, его устанавливают путем создания избыточного давления в нем.

СПО №2, фрезерование окна. Модуль для фрезерования спускается в скважину и соединяется с якорным модулем. После фрезерования окна модуль извлекается из скважины.

СПО №3, бурение канала. Буровой модуль спускается в скважину и соединяется с якорным модулем, аналогично модулю для фрезерования. После бурения канала буровой модуль извлекается из скважины.

СПО №4, инклинометрия пробуренного канала. Для записи траектории пробуренного канала используются малогабаритные геофизические приборы, спускаемые с помощью ТС «Перфобур».

СПО №5, химическая обработка внутри канала или установка фильтров. Благодаря возможности повторного входа в каналы было предложено совместить технологию радиального механического бурения с кислотной обработкой. Для этого была разработана специальная гидромониторная насадка. Она имеет 4 сопла, через которые кислота подается со скоростью более 100 м/с. После бурения канала

модуль ТС с гидромониторной насадкой спускается в скважину и стыкуется с якорным модулем. После стыковки гидромониторная насадка вводится в пробуренный канал. Кислота может закачиваться по всей длине пробуренного канала с шагом 1 м. Продолжительность закачки в каждой точке составляет 30 мин. Помимо эффекта растворения породы, дополнительно намываются каверны, которые теоретически имеют длину до 1 м. Размытые каверны имеют грушевидную форму, обращенные к пробуренному каналу [3].

СПО №4 и №5 являются дополнительными, приуроченными к опциональным операциям, выполняемым в зависимости от поставленной задачи.

Ход работ

Главными задачами при проведении работ на скважине В являлись:

- строительство двух радиальных каналов в обсаженной скважине;
- зарезка с одной отметки с расположением каналов друг напротив друга (длина каждого канала должна быть 14 м);
- подтверждение траектории пробуренного канала двумя различными приборами (инклинометрами);
- точечная закачка кислотной композиции внутри каналов.

Работы осуществлены согласно утвержденному плану работ. Для строительства канала в целевом горизонте зарезка окон осуществлена в интервале 1055,5–1064,5 м (рис. 3).

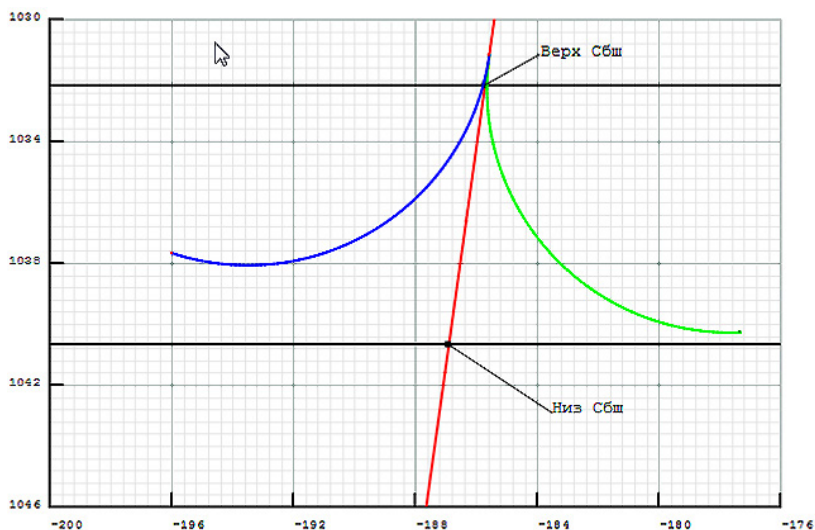


Рисунок 3. Дизайн траектории каналов

После подготовки скважины к работам первым этапом был спущен якорь. Для обеспечения точности установки по глубине произведена привязка с помощью ГК и локатора муфт, произвели ориентацию по азимуту. Фиксация якоря на глубине осуществлена ступенчатым увеличением давления в несколько приемов от 5,0 МПа до 14,0 МПа. Качество фиксации контролируется разгрузкой инструмента и выдержкой в течение 5 мин. В данной скважине разгрузку осуществили до 60 кН, изменение нагрузки свидетельствовало бы о некачественной посадке якоря. Посадка якоря осуществлена успешно.

Отсоединение мундштука от якоря произвели при натяжении колонны на 240 кН.

Следующий этап работ предполагает фрезерование окна в эксплуатационной колонне группы прочности К для последую-

щего бурения канала. Для фрезерования в скважину был спущен соответствующий модуль, в состав которого входит специальный забойный двигатель диаметром 55 мм и фреза диаметром 75 мм. Перед спуском модуля ТС «Перфобур» была подтверждена работоспособность забойного двигателя при соответствующем расходе. Процесс фрезерования «окна» занял около 10 ч при следующем режиме: дозированная нагрузка на фрезу 5,0 кН создавалась автономно гидронагружателем, расход составил 3–3,5 л/с, рабочее давление – 5,0 МПа, скорость фрезерования – около 0,07 м/ч. Контроль фрезерования осуществлялся по дифференциальному перепаду давления и нагрузки, сбор стружки осуществлялся на магнитных уловителях, установленных в приемной емкости (рис. 4).



Рисунок 4. Вынос стружки в процессе фрезерования «окна»

Перед подъемом модуля для фрезерования КНБК переведена в стартовое положение с последующим отсоединением захвата от якоря. В данном случае усилие натяжения составило 145 кН. После отсоединения от якоря был открыт переливной клапан путем сброса металлического шара и созданием давления 10,2 МПа. После подъема модуля была осуществлена разборка ТС «Перфобур» и его последующая ревизия, в результате которой отклонений выявлено не было, в т.ч. по ВЗД и фрезе. Фрезерование окна завершилось успешно.

На третьем этапе был спущен модуль для бурения. В состав модуля входит специальный многосекционный забойный двигатель диаметром 49 мм и долото типа PDC (долота истирающе-режущего дей-

ствия) диаметром 69 мм. Перед стыковкой захвата с якорем был произведен пробный запуск, показавший отсутствие неисправностей ВЗД. Бурение канала производилось при следующих режимах: расход промывочной жидкости – 2,7 л/сек, рабочее давление – 4,5–5,0 МПа, нагрузка на долото и ВЗД в интервале 2,0–6,0 кН создавалась гидронагружателем. Контроль бурения осуществлялся аналогично процессу фрезерования. Механическая скорость проходки канала длиной 14 м составила 0,93 м/ч. По завершении бурения производятся аналогичные операции по извлечению ТС «Перфобур»: перевод КНБК в стартовое положение, отстыковка от якоря с активацией переливного клапана, подъем компоновки, извлечение из скважины

разборка ТС «Перфобур» и ее ревизия. Бурение канала завершилось успешно, оборудование отработало в штатном режиме. Все работы производились в технической воде плотностью 1,02 г/см³ [1].



Рисунок 5. Состояние компоновки ТС «Перфобур» для бурения после канала длиной 14 м (следы нефти на буровом модуле)

После бурения радиального канала в скважину спускается модуль для инклинометрии, аналогичный предыдущему модулю, в котором исключены ВЗД и долото; труба заменена на немагнитную, на конце которой смонтирован инклинометр. Путем аналогичных операций модуль стыкуется, КНБК подается в полость канала. Траектория канала записывается в нескольких точках с шагом в 1 м. На данной скважине запись фактической траектории каналов проводилась приборами TWIN GYRO (гироскопический) (табл. 2) на первом канале и КВАРЦ-36 на втором (табл. 3).

Таблица 2. Данные, полученные при замере траектории первого канала гироскопическим инклинометром TWIN GYRO

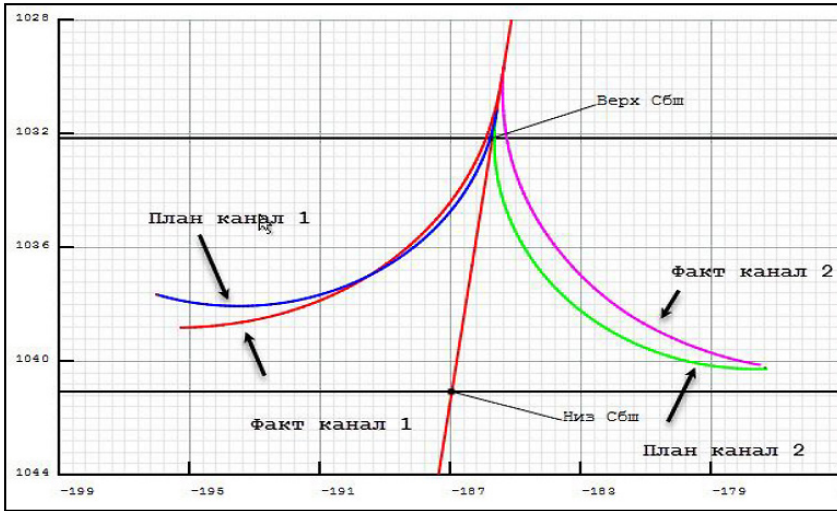
Комментарий	Глубина м	Зенитный угол гр	Азимут гр	Глубина по вертикали м	Абсолютная глубина м	Координата X, + сев - юг м	Координата Y, + вост - зап м	Азимут отхода гр	Отход м
Замер в стартовом положении	1054.5	11.49	294.49	1031.18	840.79	-48.94	-185.59	255.23	191.94
	1055.5	16.29	289.54	1032.15	841.76	-48.85	-185.82	255.27	192.13
	1056.5	21.68	282.57	1033.1	842.71	-48.77	-186.13	255.32	192.41
	1057.5	27.43	277.32	1034	843.61	-48.7	-186.54	255.37	192.79
	1058.5	33.23	272.58	1034.87	844.48	-48.65	-187.04	255.42	193.26
	1059.5	39.15	268.73	1035.67	845.28	-48.65	-187.63	255.46	193.83
	1060.5	45.02	265.76	1036.42	846.03	-48.68	-188.3	255.5	194.49
	1061.5	50.3	264.09	1037.09	846.7	-48.75	-189.04	255.54	195.22
	1062.5	56.9	262.6	1037.68	847.29	-48.84	-189.83	255.57	196.02
	1063.5	62.84	260.07	1038.18	847.79	-48.97	-190.69	255.6	196.88
	1064.5	68.78	258.06	1038.59	848.2	-49.15	-191.58	255.61	197.79
	1065.5	74.3	255.63	1038.91	848.52	-49.36	-192.51	255.62	198.73
	1066.5	79.95	253.13	1039.13	848.74	-49.62	-193.45	255.61	199.71
	1067.5	84.2	251.1	1039.27	848.88	-49.93	-194.39	255.6	200.7
Окончательный забой	1068.5	92.3	250.2	1039.3	848.91	-50.26	-195.33	255.57	201.69

Таблица 3. Данные, полученные при замере траектории второго канала инклинометром КВАРЦ-36

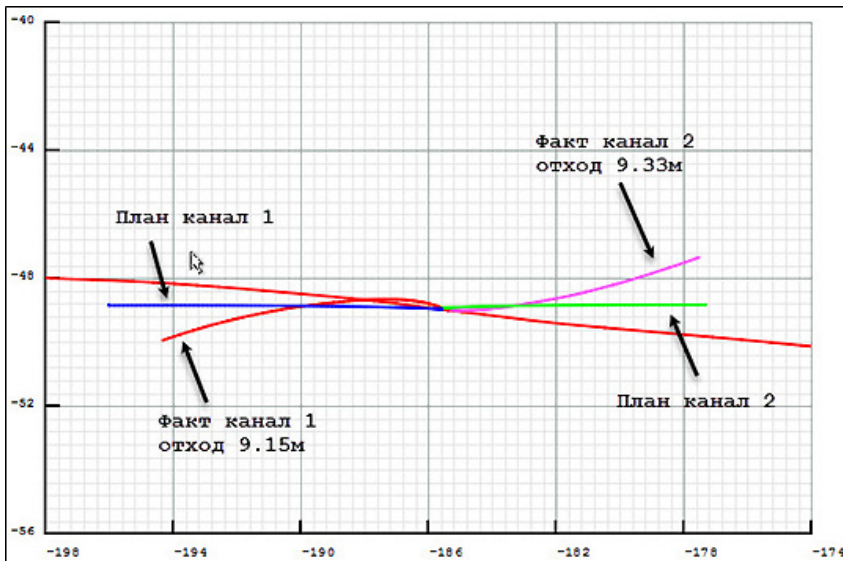
Комментарий	Глубина м	Зенитный угол гр	Азимут гр	Глубина по вертикали м	Абсолютная глубина м	Координата X, + сев - юг м	Координата Y, + вост - зап м	Азимут отхода гр	Отход м
Замер в стартовом положении	1053.5	3.31	359.15	1030.2	839.81	-49	-185.39	255.2	191.75
	1054.5	3.3	94.7	1031.2	840.81	-48.97	-185.36	255.2	191.72
	1055.5	9.2	105.73	1032.19	841.8	-48.99	-185.25	255.19	191.62
	1056.5	15.2	92.91	1033.17	842.78	-49.02	-185.05	255.16	191.43
	1057.5	21.4	88	1034.12	843.73	-49.02	-184.73	255.14	191.13
	1058.5	27.2	85.3	1035.03	844.64	-49	-184.32	255.11	190.72
	1059.5	33.7	83.5	1035.89	845.5	-48.95	-183.82	255.09	190.22
	1060.5	38.8	80.9	1036.7	846.31	-48.87	-183.23	255.07	189.64
	1061.5	45.1	79.9	1037.44	847.05	-48.75	-182.57	255.05	188.97
	1062.5	50.9	79.2	1038.11	847.72	-48.62	-181.84	255.03	188.23
	1063.5	58.1	75.9	1038.69	848.3	-48.44	-181.05	255.02	187.42
	1064.5	63.4	75.1	1039.18	848.79	-48.22	-180.2	255.02	186.55
	1065.5	68.6	72.4	1039.58	849.19	-47.97	-179.33	255.02	185.63
	1066.5	73.7	71.9	1039.91	849.52	-47.68	-178.43	255.04	184.69
Окончательный забой	1067.5	79	70	1040.14	849.75	-47.36	-177.51	255.06	183.72

В результате измерения данных инклинометром TWIN GYRO и КВАРЦ-36 построены траектории пробуренных ка-

налов в сравнении с запланированными (рис. 6).



а) вид сбоку



б) вид сверху

Рисунок 6. Траектории пробуренных каналов на основании данных с гироскопа TWIN GYRO (№ 1) и инклинометра КВАРЦ-36 (№ 2): а) вид сбоку и б) вид сверху

Затем в той же последовательности был пробурен второй канал. Процесс фрезерования второго «окна» занял около 6,5 ч. Бурение второго канала длиной 14 м заняло около 12 ч.

Следующим шагом было выполнение кислотной обработки пробуренных каналов соляной кислотой с концентрацией

15%, в каждый канал было закачено порядка 24 м³ кислоты. Модуль с гидромониторной насадкой был спущен на глубину 1056 м и состыкован с якорем с последующей проверкой фиксации КНБК путем разгрузки и натяжения инструмента на 10 кН. Согласно нормам и правилам нагнетательная линия «агрегат – скважина» пе-

ред проведением соляно-кислотной обработки (далее – СКО) была опрессована на полуторакратное давление 12,0 МПа. Расход во время закачки составил 5–5,5 л/с при давлении до 8,0 МПа с циркуляцией через приемную емкость, с периодической выдержкой времени на реакцию кислоты с породой. Закачка кислоты производилась в двух точках внутри пробуренных каналов. После СКО первого канала КНБК была переведена в стартовое положение, и была выполнена отстыковка захвата от якоря при усилии 165 кН. Далее была произведена активация переливного клапана

давлением 6,5 МПа и подъем компоновки. Затем аналогичным образом производили СКО продувку второго канала.

Кислотный гидроразрыв пласта (далее – КГРП) был проведен на скважине А. Перфорирован интервал 1103–1110 м. Нефтенасыщенный пласт в интервале 1112,5–1113,5 м не перфорировался для минимизации рисков прорыва в подстилающую воду. В процессе гидроразрыва (далее – ГРП) закачено 40 м³ 15% HCl. Согласно модели длина трещины составила около 40 м, общая высота – 19,6 м (рис. 7).

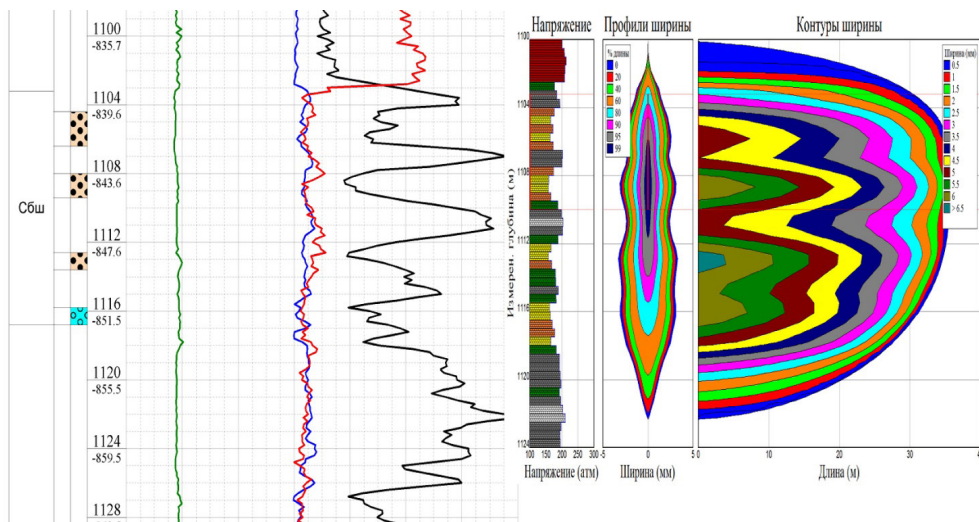


Рисунок 7. Геометрия трещины

Результаты

Скважина с проведенным кислотным ГРП была запущена в работу со следующими параметрами: Qж – 14 м³/сут, Qн – 9 т/сут, обводненность – 28%. Данные значения параметров работы скважины соответствуют средним показателям после кислотного ГРП в регионе. Скважина после механического радиального бурения и кислотной обработки введена в эксплуатацию со следующими параметрами: Qж –

51 м³/сут, Qн – 41 т/сут, обводненность – 11%. Сопоставив полученные результаты по скважинам можно отметить, что после радиального бурения Qж в 3,6 раза выше, обводненность в 2,5 раза меньше, чем после КГРП [5].

Низкая обводненность свидетельствует об отсутствии прорыва в водонасыщенный пропласток при радиальном бурении каналов, что вероятно произошло при кислотном ГРП (рис. 8).

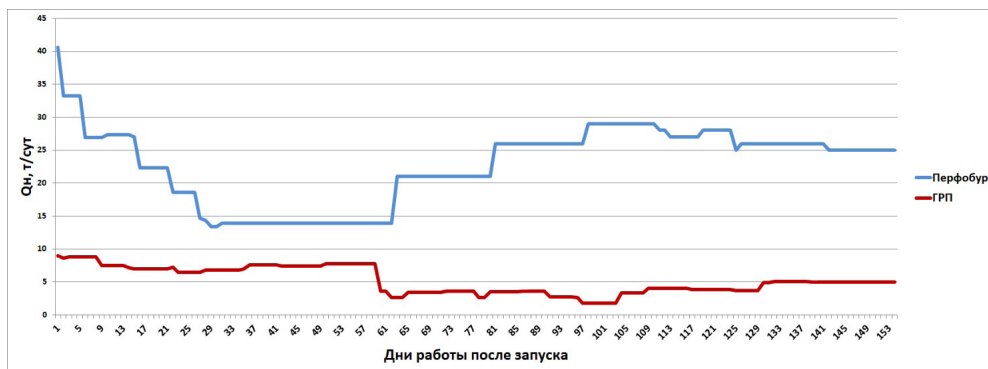


Рисунок 8. Режим работы скважин

Заключение

Технология радиального вскрытия пласта системой «Перфобур» в коллекторах с карбонатными породами в совокупности с кислотной обработкой через гидромониторную насадку имеет высокую эффективность.

Закачка кислоты на значительном расстоянии – до 10 м от основного ствола, возможность локального воздействия на пласт в любой точке канала с известной траекторией являются основными преимуществами, сводящими к минимуму риск прорыва в водо- и газонасыщенные пропластки.

Также возможна закачка других химических композиций для обработки скважин

с различными проблемами, например, тяжелой нефтью и др.

Сравнение полученных результатов на скважинах с идентичными геологическими условиями показало высокую эффективность радиального вскрытия пласта, проведенного на скважине В, – более чем в 2,5 раза при меньшей обводненности, а именно: по скважине В – 10%, по скважине А – 28%.

К моменту написания статьи компанией ООО «Перфобур» были проведены более 30 успешных скважинных операций в карбонатных и терригенных коллекторах на промыслах ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НК «Лукойл», ПАО «Татнефть», ООО «Нократойл», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Новатэк».

Список использованной литературы

1. Lyagov I.A., Baldenko F.D., Lyagov A.V., Yamaliev V.U., Lyagova A.A. UDK 622.243.92 «Methodology for calculating technical efficiency of power sections in small-sized screw down-hole motors for the «Perfobur» system». – Записки Горного института, 2019, т. 240, с. 508-514. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.508.
2. Лягов А.В., Лягов И.А., Сулейманов И.Н. Антивибрационные – стабилизирующие компоновки буровой колонны для технической системы «Перфобур». – Socar Proceedings, 2020, выпуск 4, с. 024–032.
3. Lyagov I.A., Vasilev N.I., Reich M., Mezzetti M. Analytical research and experimental tests on the technology for drilling small diameter channels with small radius of curvature. – Oil Gas European Magazine, 2014, 40(3), p. 124–129.
4. Lyagov A.V., Malikov E.L., Kuznetsova N.Yu., Shamov N.A., Lyagova M.A., Simonov A.S. Sovershenstvovanie tekhnologii vtorichnogo vskrytiya i osvoeniya skvazhin (Improving the technology of the secondary opening and development of wells). – Neftegazovoe delo. Oil and Gas Business, 2011, Issue 6, pp. 160 – 173. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lyagov/Lyagov_3.pdf.
5. Bashirov A., Lyagov I., Lyagov I. Combination Of Radial Drilling Technology With Acid Jetting: New Approach In Carbonate Reservoir Stimulation. – 2020 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, SPE-202661-MS.
6. Лягов И.А., Лягов А.В., Сулейманов И.Н., Качемаева М.А. Создание технической системы «Перфобур» и исследование её работоспособности в сильно искривленном

канале при вынужденных продольных колебаниях. – Нефтегазовое дело, 2015, №5, с. 45-105.

7. Лягов А.В., Лягов И.А. Выбор допустимых радиусов кривизны скважин сверхмалого диаметра (каналов) для технической системы «Перфобур». – Экспозиция Нефть и Газ, 2014, №6, с.47–52.

8. Лягов И.А. Анализ результатов промысловых испытаний технической системы «Перфобур». Аналитический синтез базовых узлов «Перфобура» повышенной надежности для бурения сверхдлинных каналов по прогнозируемой траектории. – Нефтегазовое дело, 2014, №1, с. 52–76.

9. Lyagov I.A. Bottomhole Formation Zone Completion through Ultra Deep Multibranch Channels: Experimental Research of a New Technology. – In Mine Planning and Equipment Selection Proceedings of the 22nd MPES Conference. Dresden: Springer International Publishing, 2014, p. 1221–1229.

10. Лягов И.А., Губайдуллин А.Г., Лягов А.В., Попов А.Н. Прогнозирование рисков заклинивания для исключения возможности прихватов технической системы «Перфобур» при бурении разветвленных каналов в терригенных коллекторах. – Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2019, 330(10), с. 126–136.

ПЕРФОБУР ТЕХНИКАЛЫҚ ЖҮЙЕСІ КӨМЕГІМЕН РАДИАЛДЫ БҰРҒЫЛАУ АРҚЫЛЫ АРНАЛАР ЖАСАП, ӨТКІЗГІШ-ҚАБАТТАРДАҒЫ АҒЫНДЫ КҮШЕЙТУГЕ БАҒЫТТАЛҒАН БАСҚАРМАЛЫ ЖӘНЕ ТЕРЕҢАУҚЫМДЫ ПЕРФОРАЦИЯЛАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ

А.И. Баширова, И.Р. Галас, И.А. Лягов, М.Ф. Назыров

Бұл мақалада диаметрі 69 мм-ге дейін ұзындығы 25 м өлшемдегі арналарды радиалды бұрғылау арқылы терең арналар жасауға, соның көмегімен ағынды күшейтуге мүмкіндік беретін "Перфобур" техникалық жүйесі негізінде жасақталған перфорациялау технологиясы ұсынылған.

Бұл технология алғаш рет әртүрлі қасиеттерімен айрықшаланатын, жер асты суларының жақын орналасқан Башқұрт ярусының карбонатты өткізгіш-қабатында жүзеге асырылды.

Коллекторлық қасиеттері ұқсас болатын жақын маңда орналасқан қышқылды гидрожарылыс (ҚГЖ) жасалған жақын маңдағы көршілес ұңғыма таңдалды. "А" ұңғымасында қышқылды пайдаланып гидрожарылыс өткізілді, ал "В" ұңғымасында Перфобур технологиясын пайдаланып, әрқайсысының ұзындығы 14 м екі бағыттағы каналдар бұрғыланды. "В" ұңғымасындағы каналдар бұрғылағаннан кейін екі нүктеден арнайы гидромониторлық саптаманың көмегімен тұз қышқылы ерітіндісі айдалды. "В" ұңғымасына айдалған қышқыл ерітіндісінің жалпы көлемі 48 м3 құрады.

ҚГЖ жүргізілген ұңғымамен салыстыра келе, "В" ұңғымасынан алынған нәтижелер негізінде, басқарылатын радиалды бұрғылау технологиясының жоғары тиімді екенін баяндауға болады. Бұл технологияның көмегімен арнаның траекториясын болжап, оның нақты траекториясын анықтау мүмкіндігін береді. Сонымен қатар, гидромониторлық саптаманы қолдана отырып, резервуарды қышқылмен өңдеу арқылы, едәуір қашықтықта орналасқан мұнай шоғырының аз сулануын қамтамасыз етеді және мұнай өнімділігінің айтарлықтай өсуіне қол жеткізуге мүмкіндік беретінін атап өтуге болады.

Түйін-сөздер: терең ену перфорациясы, радиалды арналар, басқарылатын радиалды бұрғылау, қабаттарды радиалды ашу.

CONTROLLED DEEP PERFORATION BY RADIAL DRILLING OF CHANNELS WITH THE "PERFOBUR" TECHNICAL SYSTEM TO INTENSIFY THE RESERVOIR INFLOW

A.I. Bashirov, I.R. Galas, I.A. Lyagov, M.F. Nazyrov

The paper presents a technology for controlled deep penetrating perforation using the Perfobur technical system to intensify inflow by drilling radial channels 69 mm in diameter, up to 25 metres in length. This technology was first applied to a carbonate reservoir in the Bashkirian tier, characterised by high heterogeneity and close proximity of bedrock water.

An adjacent well, close to the acid fracture well, with identical reservoir properties, was selected. Well "A" was acid fractured and well "B" was drilled using Perfobur technology with two directional channels, each 14 metres in length. In well "B", after drilling the channels, hydrochloric acid solution was injected through a special hydromonitor nozzle at two points. A total of 48 m³ of acid was injected into the "B" well.

Comparing the results of well "B" with the well where the hydrofracturing was performed allow speaking about high efficiency of the controlled radial drilling technology. The ability to predict the channel trajectory, knowledge of its actual trajectory in combination with acid treatment of the reservoir using hydromonitor nozzle at a considerable distance from the reservoir allows achieving a significant increase in oil flow rate with lower water cut of the produced oil.

Key words: deep penetrating perforation, radial channels, controlled radial drilling, radial stimulated completion.

Информация об авторах

Баширов Айрат Ильдарович – руководитель геологической службы, abashirov@perfobur.com.

Галас Илья Ростиславович – директор по развитию бизнеса, galas@perfobur.com.

Лягов Илья Александрович – канд. техн. наук, генеральный директор, ilyagov@perfobur.com.

Назыров Марат Фарисович – менеджер по управлению проектами, mkozyrov@perfobur.com.

ООО «Перфобур», г. Москва, Россия