УДК 624.01

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ БУРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ С БОКОВЫМ СТВОЛОМ НА ЮЖНО-ОХТЕУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

[1]Апасов Т.К., [1]Апасов Г.Т., [2]Мухаметшин В.Г., [3]Максютов А.М.

[1]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: apasov-timur@mail.ru, apasov_gaydar@inbox.ru;
[2]ОАО «НижневартовскНИПИнефть», Нижневартовск;
[3]ООО «Южно-Охтеурское», Стрежевой

Одним из основных способов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в низкопродуктивных коллекторах Южно-Охтеурского месторождения, является технология забурки и эксплуатации скважин с боковыми стволами с вертикальным, пологим и горизонтальным окончанием. В данной работе проведен анализ эффективности зарезки второго ствола по пласту ЮВ1(1) в скважине № 3 с вертикальным окончанием. Начиная с августа 2015 г. в скважине предварительно проведены подготовительные работы к зарезке бокового ствола. Далее проведены зарезка окна, бурение, спуск хвостовика, цементирование и перфорация. В начале марта проведено ГРП, освоение свабированием, гидродинамические исследования и запуск скважины в работу. Результаты внедрения бокового ствола по скважине № 3Б показали высокую эффективность мероприятия и необходимость дальнейшего его применения на месторождении.

Ключевые слова: боковой ствол скважины, зарезка окна, клиновой отклонитель, хвостовик, гидроразрыв пласта, свабирование, освоение, исследование скважины

PILOT TESTING OF DRILLING AND OPERATION OF WELLS WITH SIDETRACKS TO SOUTH FIELD OHTEURSKOM

[1]Apasov T.K., [1]Apasov G.T., [2]Mukhametshin V.G., [3]Maksyutov A.M.

[1]Tyumen Industrial University, Tyumen, e-mail: apasov-timur@mail.ru, apasov_gaydar@inbox.ru;
[2]NizhnevartovskNIPIneft, Nizhnevartovsk;
[3]South-Oxteurskoe, Strezhevoy

One of the main ways of development of difficult oil reserves contained in low productive reservoirs South Ohteurskogo field is drilled technology and operation of wells with sidetracks with vertical, horizontal and sloping end. The analysis of the effectiveness of sidetracking through the formation JV1(1) in the well number 3 with vertical end was carried out in this work. Since August, 2015, the preparatory works for branching was previously carried out in a cased hole. Further kickoff of a window, drilling, descent of a shaft, cementation and perforation had been carried out. At the beginning of March , hydraulic fracturing, development of swabbing, hydrodynamic studies and the launch well in work were conducted. The results of the sidetrack well on the introduction of number 3B had shown high efficiency of activities and the need for its further application in the field.

Keywords: lateral wellbore, kickoff window, the wedgedeflector, shank, hydraulic fracturing, swabbing, development, research of well

Одним из основных способов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в низкопродуктивных коллекторах Южно-Охтеурского месторождения, согласно проектным документам является технология забурки и эксплуатации скважин с боковыми стволами (БС) с вертикальным, пологим и горизонтальным окончанием [1, 2, 3]. При решении задачи извлечения остаточных запасов нефти на месторождении значительная роль отводится бурению дополнительных стволов в бездействующих обводненных и аварийных скважинах. В данной работе проведен анализ эффективности зарезки второго ствола по пласту ЮВ1(1) в скважине № 3, куста № 1. Институтом «НижневартовскНИПИнефть» в рамках научного сопровождения, действующего проектного документа, проведено гидродинамическое моделирование и расчеты по пласту ЮВ1(1) на базе проектной модели Южно-Охтеурского месторождения. Планируемое расположение и профиль второго ствола по скважине № 3Б на рис. 1.

Планируемые гидродинамические расчеты ожидаемых дебитов на рис. 2.

Для зарезки бокового ствола в скважине использованы усовершенствованные технические средства, состоящие из однорейсового комплекса БС-146 с гидравлическим клиновым отклонителем без опоры на забой и двойного фреза типа ФД, разработанного в ООО «Башгеопроект» [4]. В августе 2015 г. в скважине предварительно проведены подготовительные работы к зарезке бокового ствола. Произвели подъем воронки на НКТ – 73 мм – 175 шт., скреперование и шаблонирование с шаблоном

диаметром 124 мм длиной 10 м до глубины 1755 м. Геофизической партией установили взрыв пакера (ВП – 118 мм) на глубине 1750 м, сверху закрепили цементным мостом в интервале 1750–1747 м, опрессовали на давление 10 МПа (герметично). Спустили в скважину сборку фрезов на СБТ 89 мм. Проработали интервал 1703–1726 м, собрали компоновку (КНБК № 1) для установки клин-отклонителя и вырезания «окна», проверили готовность на устье скважины, соединили клин с фрезером с помощью срезного винта. Проверили проходимость гидросистемы путем пропуска через нее технической воды, соединили клиновой отклонитель с якорем. Спустили КНБК в скважину до глубины 1708–1711 м, произвели расхаживание бурильного инструмента вверх-вниз на 10–12 м с целью устранения реактивного момента. Спустили ориентирующий геофизический прибор, предварительно проверив корректность его работы на устье скважины. Сориентировали желоб клинового отклонителя в положение +30°...+50° (I четверть). Установили голову клина на глубине 1713 м, зафиксировали собственный вес бурового инструмента. Навернули ведущую бурильную трубу, буровым насосом с регулируемым приводом создавали давление жидкости в колонне бурильных труб в последовательности от 3 до 12 МПа с выдержкой в течение 5 мин. Затем осуществили разгрузку колонны бурильных труб на 5…15 кН (0,5–1,5 т) и подняли давление до 15 МПа; выдержали в течение 10–15 мин и сбросили до 0. Натянув колонну бурильных труб с расчетной силой, превышающей вес инструмента, произвели срез транспортного винта, соединяющего фрезер с клиновым отклонителем. Расчетное усилие среза транспортного винта составляло 80–100 кН (8–10 т), срез винта фиксировался показаниями ГИВ, на котором должен восстановиться собственный вес инструмента. Приподняли компоновку так, чтобы фрезер был на 0,5 м над «головой» клина. Замерили и записали вес на «вира» и «майна», момент при вращении над забоем и давление на насосе. В желобе вибросита установили необходимое количество магнитов для сбора металлической стружки. Однорейсовым комплексом БС-146, вырезали «окно» в интервале 1713–1716 м на рис. 3.

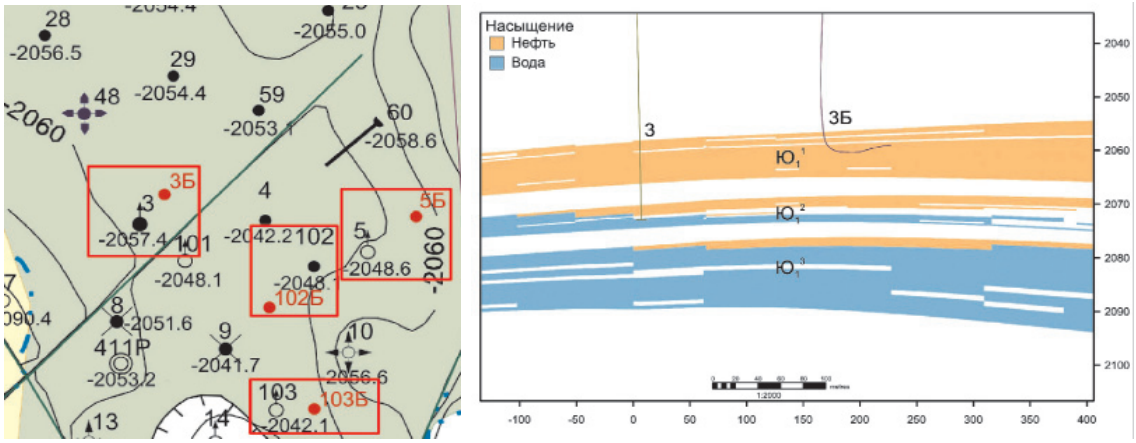

Рис. 1. Схема и профиль расположения скважины № 3Б

Рис. 2. Планируемые гидродинамические расчеты по скважине № 3Б

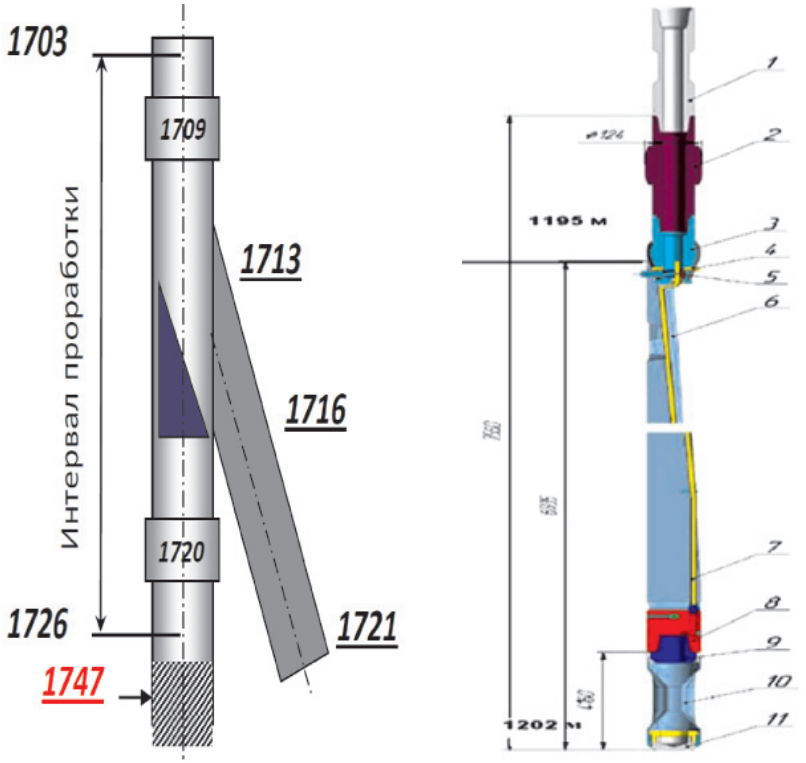

Рис. 3. Схема интервала вырезки окна с БС-146 в стволе скважины № 3:
1 – труба; одиночка СБТ-73; 2 – фрезер расширяющий; 3 – фрезер оконный;
4 – пробка; 5 – винт срезной; 6 – клин-отклонитель; 7 – гидросистема;
8 – переводник шарнирный; 9 – переводник; 10 – якорь; 11 – башмак

Фрезерование обсадной колонны на «голове» клина начинали с навеса при оборотах ротора не менее 50–60 мин. Во время фрезерования обработали раствор полимером до необходимых параметров. Опрессовали цементное кольцо на P = 2,5 МПа после выхода фрезов в открытый ствол. Продолжили углубление на 5 м в горной породе до глубины 1721 м. Проработали интервал вырезки «окна» до свободного прохождения фрезеров-райберов в режимах: вращение с промывкой; без вращения с промывкой; без вращения и без промывки. Подняли КНБК. Замерили диаметр комбинированной фрезы. Собрали новую компоновку КНБК № 2 на бурение и начали бурение с одновременным утяжелением бурового раствора до 1,06 ± 0,03 г/см^3, пробурили скважину до проектного забоя (2378 м по стволу скважины, 2125,28 м а.о.) согласно траектории, указанной в программе бурения. Подняли КНБК из скважины, произвели ГИС и подготовку к спуску «хвостовика». Проработали ствол специальной компоновкой и спустили «хвостовик» 102 мм, произвели его цементирование. Спустили для проработки внутри хвостовика ДТФ-85 + БВ-60 (с перекрытием хвостовика на 30 м) + СБТ-89 остальное. Прошаблонировали «хвостовик» до стоп-кольца, перевели скважину на техническую воду. Опрессовали «хвостовик» совместно с эксплуатационной колонной на 10 МПа на технической воде [5]. По согласованию с Заказчиком записали комплекс ГИС (АКЦ, ГК, МЛМ в хвостовике). После окончания строительства скважины 03.03.2016 г. проведен гидроразрыв пласта (ГРП) с закачкой проппанта Carbo/BoroProp в следующей последовательности: закачан тип 20/40 – 1 т, 16/20 – 10 т, 12/18 – 4 т. Геометрия трещины по дизайну на рис. 4.

Отчет о проведенной операции по ГРП показан в табл. 1.

С 6 по 10 марта 2016 г. в скважине № 3Б после ГРП проведено освоение со свабированием с последующим закрытием на КВД. На рис. 5 представлены данные исследования по результатам записи глубинным прибором на глубине 2150 м.

Для интерпретации было использовано КВД от 09.03.2016 г. с 12:46 до 15:26 ч, давление с глубины замера пересчитано на глубину верхних перфорационных отверстий по плотности 0,878 г/см^2, рассчитанной

с учетом обводненности. В результате интерпретации КВД в скважине № 3Б получены данные о пластовом давлении, фильтрационные параметры пласта и призабойной зоны и оценочные данные по скин-фактору, в табл. 2.

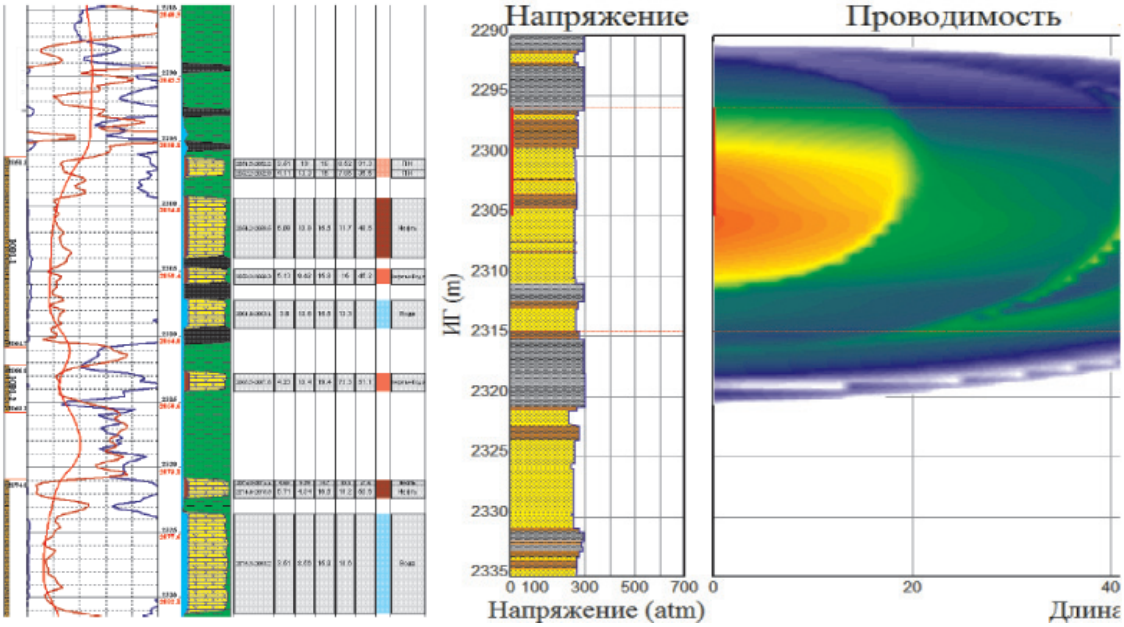

Рис. 4. Геометрия трещины по дизайну скважины № 3Б

Таблица 1

Отчет о проведенной операции по ГРП по скважине № 3Б

Отчёт о проведённой операции по ГРП

Накладная № 05893-S Дата: 3.03.16

Месторождение:	Южно-Охтеурское	ООО "Южно-Охтеурское"	Скважина:	3_2	Куст:	1

Прибытие на куст	3.03.16	0:00	Убытие с куста	3.03.16	14:00
Начало миниГРП	3.03.16	6:10	Окончание миниГРП	3.03.16	6:20
Начало ГРП	3.03.16	12:20	Окончание ГРП	3.03.16	12:40

Пласт:	Ю1(1)	
Перфорация(верх и низ):	2296	2305
Реперфорация (верх и низ):	2296	2305
Интервал реперфорации, м	9	
Тип зарядов/плотность	экпо-пп-16гп	20*20
Дата реперфорации:	25.02.16-29.02.16	
Глубина забоя до ГРП, м	2356.6	
Типоразмер э/к, мм	102	
Толщина стенки э/к, мм	6.5	
Наружный диаметр НКТ, мм	88,9(Р-110)	73(Р-110)
Внутренний диаметр НКТ, мм	74.22	58.98
Тип пакера	ПРО-ЯМОЗ-ЯГ3(ф)-122	
Глубина спуска пакера, м	1613.00	
Глубина спуска НКТ, м	1613.00	1631.0
Ожидаемый забой после ГРП, м	2306	
Объем проппанта в скважине, м³	0.3	

Давления	Замещение	Мини ГРП 1	Мини ГРП 2	ГРП
Pmax, атм	234	153		150
Среднее, атм	187	134		119
Конечное, атм	141	136		157
ISIP, атм	74	75		80

Объем НКТ, м³	7.04
Объем з/к под пакером, м³	4.30
Объем поверх. оборудования, м³	0.3
Объем полной "продавки", м³	11.6

	Мини ГРП 1		Мини ГРП 2	
	План	Факт	План	Факт
Объем миниГРП	23.7	23.7	0.0	0.0
Темп закачки, м³/мин	2.4	2.4	0.0	0.0
"пробка" на миниГРП,м	750	750	0	0
Жидкость "продавки"	линейный гель		линейный гель	
Объем "продавки", м³	15.5	15.5	0.0	0.0

Проппант	Фракция	Масса, т	Завод
Проппант:	20/40	1.0	BorgoProp
Проппант:	16/20	10.0	BorgoProp
Проппант:	12/18	4.0	BorRCP
Проппант:			
Всего закачано:		15.0	тонн
В пласте:		14.5	тонн
В скважине:		0.5	тонн

ГРП		Факт
В емкостях перед началом работ, м³	89.8	89.8
Темп закачки, м³/мин	2.4	2.4
"пробка" на ГРП, кг		
Подушка (с поверх.), м³	7	7
ТОНН проппанта для ГРП	15.0	15.0
Жидкость с проппантом, м³	24.6	24.6
Жидкость "продавки"	линейный гель	
Объем "продавки", м³	11.0	11.0
Доп. мини ГРП / SDT / SRT	0.0	0.0
Доп. мини ГРП / SDT / SRT	0.0	0.0
Опрессовка + долив скважины.Линейный гель м3	5.0	
Всего закачано, м³	86.8	86.8
Остаток, м3	3.0	3.0
Остаток воды, м³		0.0

Химреагенты	Линейный гель	В поток	Всего
геллант, кг WG-111D	3.0	-	282.40
кросслинкер, л WXB-7	-	3.00	135.10
кросслинкер, л WXB-11	-	-	0.00
брейкер 1 (средн конц)л DRA-2	-		0.00
ПАВ/деэмульгатор, л S-14	2.0	-	185.00
стабилизатор глин, л CC-1	2.0	-	185.00
брейкер 1 (средн конц)кг Encap HP	-	0,25-0,5	20.20
брейкер 2,(сред. конц.) кг WBO-2	-	0.50	5.70
бактерицид, кг	0.02	-	1.80
Муравьиная кислота	0.042	-	3.80
Encap LP	-	-	0.00
WG-1	-	-	0.00
Дип.топливо на замес	1.5	-	423.60
Использовано сшитого геля м3 с конц.	3.0 кг/м3		43.3
Использовано линейного геля м3 с конц.	3.0 кг/м3		38.5
Линейный гель м3	5.0	Всего закачено м3	86.8

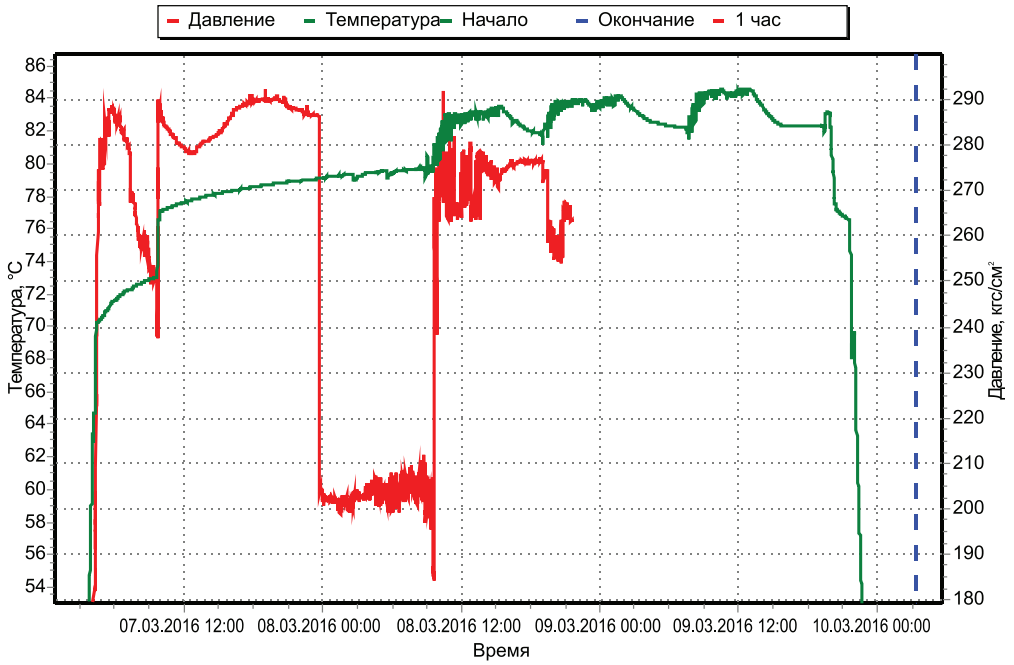

Рис. 5. Результаты записи глубинным манометром САМТ на глубине 2150 м

Таблица 2

Результаты интерпретации КВД по скважине № 3Б

Коэффициент влияния ствола скважины	м³/(кг/см²)	0,01
kh	мД·м	24
Радиальная проницаемость	мД	3,58
Скин-фактор		–3,1
Забойное давление на ВДП	кг/см²	199,08
Пластовое давление на последнюю точку замера на ВДП	кг/см²	208,929
Экстраполированное пластовое давление на ВДП	кг/см²	213,81
Коэффициент продуктивности по замерам	(м³/сут)/(кгс/см²)	0,40
Гидропроводность	(мД×м)/(мПа×с)	23,30
Пьезопроводность	м²/с	0,012

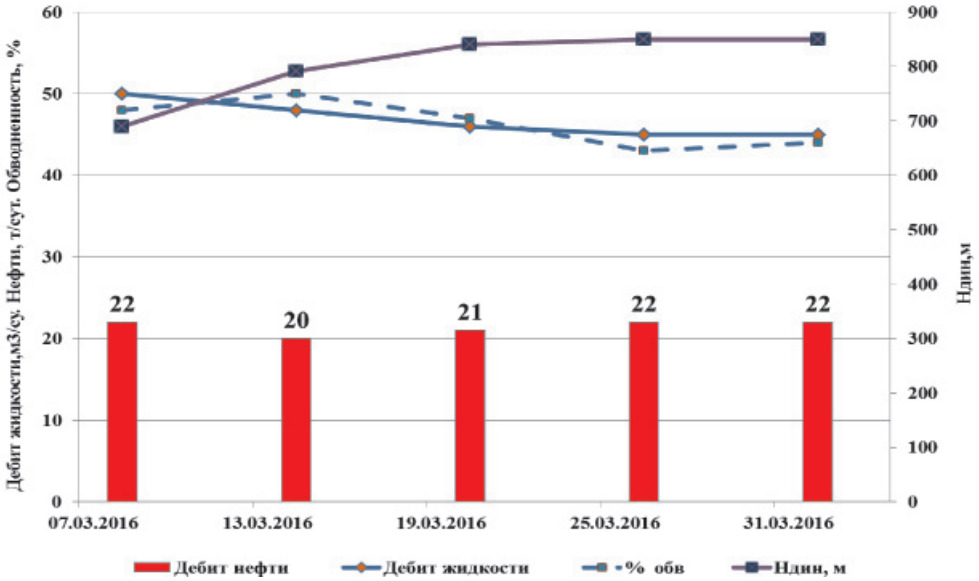

Рис. 6. Показатели работы скважины № 3Б после запуска

После исследований в скважину спустили ЭЦН-40-1650, на глубину 1600 метров. Параметры работы скважины после запуска на рис. 6.

Выводы

1. Анализом установлено, что опытно-промышленное испытание по зарезке и эксплуатации скважины № 3Б со вторым стволом является эффективным мероприятием и рекомендуется для дальнейшего применения на месторождении.

2. По скважине № 3Б пласта ЮВ1(1) запускной дебит 22 т/сут по нефти считается высоким, соответственно, все проведенные работы от процесса бурения до запуска будут иметь практическую значимость при внедрении БС на других скважинах.

3. Однорейсовый комплекс БС-146 с гидравлическим клиновым отклонителем без опоры на забой и двойным фрезом типа ФД является эффективным и надежным инструментом для зарезки боковых стволов.

Список литературы

1. Апасов Р.Т., Цулая, Г.Г. Восстановление продуктивности скважин со вторыми стволами, горизонтальных и после гидроразрыва пласта виброволновым методом / Г.Г. Цулая, Р.Т. Апасов // Научный форум. Сибирь: сборник научных трудов молодых ученых. – 2015. – № 1. – С. 12.

2. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 277–291.

3. Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Охтеурского нефтяного месторождения // ОАО «НижневартовскНИПИнефть», (протокол № 1464 от 26.12.2012 г).

4. Научное сопровождение разработки Южно-Охтеурского месторождения 2013–2015 г. // ОАО «НижневартовскНИПИнефть».

5. Совершенствование инструмента для вырезания «окна» в обсадных колоннах / А.Н. Михайлов, В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов, Ф.Ш. Хакимов, Г.С. Рамазанов // Бурение и Нефть. – 2002. – № 9. – С. 32–33.