

УДК 622.244.5(075.8)

МЕТОДЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЩАДЯЩЕГО ТИПА ПЕРФОРАЦИИ

А.С. Атауова, А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев

На рынке вторичного вскрытия пластов-коллекторов в наше время предлагается широкий спектр перфорационных методов и технологий. Многие компании-производители также модернизируют ранее существующие методы, одним из которых является гидромеханическая прокалывающая перфорация (далее - ГМПП) – сравнительно новый метод вскрытия пласта для получения притока углеводородов в щадящем режиме без какой-либо деформации начального состояния стенок эксплуатационной колонны и цементного кольца. В статье описывается принцип действия ГМПП, подходы и выбор скважин для данного метода, полученный эффект.

Ключевые слова: перфорация, кольматация, загрязнение пор, геолого-технические мероприятия, коллектор.

Методы вторичного вскрытия пластов-коллекторов

Каждое месторождение, а, следовательно, породы-коллекторы имеют определенные фильтрационно-емкостные свойства и типы ловушек в зависимости от седиментологических особенностей месторождения. Соответственно, при выборе методов вторичного вскрытия пластов-коллекторов разработчики выбирают ту или иную методику перфорации [1], но они должны соответствовать следующим требованиям:

а) При вскрытии пласта с высоким пластовым давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины;

б) При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород низкая, то должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины;

в) Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

В скважинах с высоким пластовым давлением полное вскрытие пласта должно предусматривать все мерами предосторожности и должно осуществляться с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошной цементировкой и созданием каналов против продуктивных горизонтов. Существуют следующие виды перфораций для вторичного вскрытия продуктивных пластов:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- сверлящая;
- щелевая гидромеханическая;
- щелевая гидропескоструйная;
- прокалывающая.

Каждый из этих методов имеет как преимущества, так и недостатки. Кроме вышеуказанных свойств выбор метода вскрытия пластов должен учитывать экономическую рентабельность выбранного метода. Метод должен быть быстрым, достаточно эффективным и малозатратным. В связи с этим на сегодняшний день в Казахстане для вторичного вскрытия продуктивных пластов широко используется кумулятивная перфорация, поэтому мы не будем

детально останавливаться на других методах перфорации.

Краткое описание принципа действия кумулятивной перфорации

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов - продуктов облицовки - пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6 - 8 км/сек и создает давление на преграду до 0,15-0,3 млн. МПа. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде (обсадной колонне, цементном кольце и призабойной зоне пласта) образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8 - 14 мм. Кумулятивная перфорация хорошо зарекомендовала себя при разработке месторождений из-за сравнительно невысокой стоимости и большого охвата толщин перфорируемых пластов. Мощность пластов, вскрываемая кумулятивным перфоратором, может достигать десятков метров. Однако у данного метода имеются и недостатки, в частности, высокие динамические нагрузки на стенку обсадной колонны. Отверстия кумулятивной перфорации имеют малый диаметр, следовательно, вероятность кольматации высока. Возможность попадания в породу пласта продуктов взрыва и разрушения преграды также является минусом данного вида перфорации. При кумулятивной перфорации с помощью перфоратора ПК-103 плотностью более 10 отверстий на 1 м на всех участках нарушается контакт цементного кольца с колонной в зонах перфорации и на прилегающих к ним участках протяженностью 10 м и более. Интервалы разрушений при этом возрастают с увеличением мощности залпа, а также на участках с первоначально плохим или частичным контактом цемента с колонной и породой, либо с наличием зон кавернозности.

Принцип действия гидромеханической прокалывающей перфорации

Учитывая некоторые недостатки кумулятивной перфорации, которые приведены выше, производители оборудования на рынке перфорационно-взрывных работ постоянно ищут более щадящие и эффективные способы вскрытия продуктивных пластов-коллекторов. В настоящее время на рынке перфорационных работ существует модифицированный вид прокалывающей перфорации - гидромеханическая прокалывающая перфорация (ГМПП) [2].

ГМПП представляет собой прокалывающий перфоратор, снабженный гидромониторным каналом, через который под давлением подается рабочая жидкость (вода или специальные жидкости для обработки призабойной зоны пласта, далее - ПЗП) и который формирует перфорационный канал в ПЗП. При перфорации с помощью ГМПП используется установка, состоящая из струйного насоса, пакера и прокалывающего перфоратора. В процессе перфорации компоновка спускается в скважину до желаемого интервала перфорации на насосно-компрессорных трубах. Пакером отсекается пространство над и под пакером, депрессия в подпакерном пространстве создается с помощью струйного насоса. Перфорация с помощью ГМПП осуществляется в два этапа: на первом этапе с помощью прокалывающих элементов формируются технологические отверстия на стенке колонны, на втором этапе перфорационный канал формируется с помощью прокалывающих элементов с гидромониторными каналами. После формирования отверстия через прокалывающие элементы производится обработка ПЗП с помощью высокоскоростных струй рабочей жидкости. Струя разрушает цементное кольцо и горную породу, формирует каверны в ПЗП. Кольматант, образованный при размыве из ПЗП, выводится через технологические отверстия в камеру смешения струйного

насоса, затем через рабочий канал выходит в межтрубное пространство и далее извлекается из скважины. При окончании работы установка извлекается из скважины или перемещается на другой интервал перфорации.

Применение на практике и полученные результаты

С целью апробации данного метода вскрытия пласта были выбраны скважины месторождения X, X1 и X2 [3]. Целевыми были выбраны скважины № 426, 428, 180 и 205, на момент их выбора скважины работали с высокими показателями обводненности и низким дебитом нефти, кроме скважины № 452. Скважина № 452 после бурения была также перфорирована с помощью ГМПП. Этапы и исследования до и после проведения геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ), а также результаты ГТМ по каждому скважинам приведены ниже по отдельности.

Для определения объема работ, необходимых для проведения в скважине № 428 месторождения X, был составлен план проведения исследовательских работ, заключенных в проведении геофизических исследований скважин (далее – ГИС) с целью определения профиля притока в скважину (далее по всем перечисленным скважинам были проведены аналогичные работы).

С целью выявления причин повышенной обводненности добываемой продукции была произведена запись ГИС по определению профиля притока при освоении скважины компрессированием. Компрессирование произведено в течение 4 часов, с вытеснением скважинной жидкости в количестве 65,0 м³. Начальное давление на кровле перфорационного отверстия составило 44,6 атм. Принятое среднее пластовое давление перфорированного объекта VIII-J2 составило 4,6 МПа (принято по отчету «Анализ разработки месторождения X») [3]. Путем компрессирования давления на кровле перфорационного отверстия снижено с 44,6 атм до 35,3 атм, депрессия в скважине составила $\Delta P = 9,3$ атм. Таким образом, вызов притока пластовой жидкости в скважину был обеспечен и по результату записи геофизических исследований скважин были определены параметры, такие как количество и состав жидкости, коэффициент охвата перфорированного интервала, работающие интервалы, дифференциальный дебит и общий дебит скважины, произведена оценка общего технического состояния скважины, выявлено наличие заколонного перетока и оценка герметичности забоя.

Данные, полученные в результате исследования притока и состава жидкости в стволе скважины приведены в табл.1.

Таблица 1. Результат обработки ГИС по определению профиля притока

Исследование притока (приемистости) и состава жидкости в стволе								
Интервалы перфорации, м	Интервалы перфорации (приемистости), м	Коэффициент охвата, %	Вклад в приток (приемистость)		Коэффициент охвата, %	Вклад в приток (приемистость)		Состав флюида
			Кровля	Подошва		м ³ /сут	%	
432	446	444	445,1	14,3	32,1	54	вода+нефть	
		445,1	446		27,4	46		вода
Итого					59,5			

Результат проведенных исследований показан в виде планшета интерпретированных кривых (рис. 1). По результату работ выявлено наличие заколонного перетока в интервале 446-467,7 м, что отлично просматривается по кривым термометрии (начало и направление движения жидкости указано красной линией с указателем (рис. 1). Подошва интервала перфорации 446 м четко отбивается по методам термометрии, расходомерии,

скважинным термокондуктивным индикатором и локатором муфт. Согласно результатам АКЦ-С (АКЦ – акустический каротаж), проведенного после цементации колонны в 18.12.2015 г., в интервале заколонного перетока качество сцепления цемента с колонной – чередование плохого сцепления с частичным (табл. 2) – косвенно подтверждает возможность перетока жидкости снизу [1].

Таблица 2. Сцепление цементного камня с колонной

№ п/п	Кровля, м	Подошва, м	Мощность, м	Качество цементирования по АКЦ-С
38	439,0	453,3	14,3	Частичный
39	453,3	455,3	2,0	Плохой
40	455,3	460,6	5,3	Частичный
41	460,6	468,6	8,0	Плохой

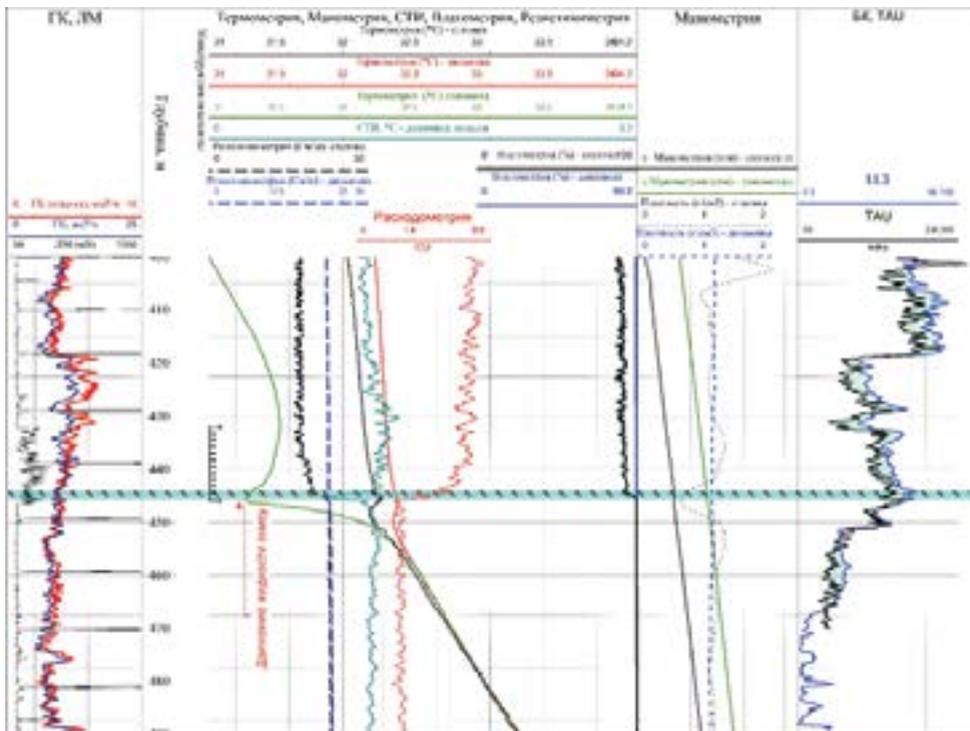


Рисунок 1. Результат ГИС по определению профиля притока

В скважине № 428 месторождения Х после введения в эксплуатацию были проведены ГИС импульсного нейтрон-

нейтронного каротажа (рис. 2). Метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (далее – ИННК) широко используется

при определении характера насыщения пластов-коллекторов в обсаженной скважине. Для интерпретации используются кривые TAU – время жизни тепловых нейтронов и SIGMA – кривая сечения захвата нейтронов Σ . При интерпретации были учтены минерализация пластовой воды в исследуемом горизонте, начальная объемная глинистость – параметр VCL, начальная эффективная пористость – параметр PHIE, химические свойства воды при

определении Σ_w учитывались по зависимости Σ_w от солености воды.

На момент проведения ГИС ИННК 432-446 м текущее насыщение варьировалось пределах от 0,46 до 0,58 д.е., результат обработки показан в табл. 3.

Таким образом, было установлено, что причиной обводнения скважины № 428 является движение жидкости по заколонному пространству с нижележащих водоносных пластов.

Таблица 3. Результат обработки ИННК скважины № 428, месторождение X

№	Кровля	Подшоша	h, м	K _{пэф} , д.е.	K _{пр} , д.е.	TAU, мкс	SIGMA, ед. захвата.	LLS, Ом*м	ГК, МКР/ч	K _{пр} нач, д.е.	K _{пр} ИННК, д.е.	Характер насыщения ИННК
1	316,3	320,4	4,1	0,30	0,11	150,1	30,44	3,45	4,77	0,44	0,38	остаточное насыщение
2	320,4	321,2	0,8	0,26	0,25	127,3	35,91	1,47	5,52	0,12	0,11	водонасыщение
3	378,5	379,4	0,9	0,18	0,53	139,5	32,64	3,54	5,14	0,50	0,31	снижение насыщения
4	379,4	380,8	1,4	0,18	0,50	170,0	27,21	8,80	4,96	0,59	0,52	остаточное насыщение
5	380,8	382	1,2	0,19	0,46	176,2	26,01	15,14	4,76	0,69	0,58	остаточное насыщение
6	382,7	383,8	1,1	0,15	0,55	160,8	28,44	5,02	5,16	0,54	0,41	остаточное насыщение
7	384,9	385,4	0,5	0,15	0,55	138,3	32,90	3,80	5,10	0,46	0,17	снижение насыщения
8	385,4	386,1	0,7	0,17	0,54	160,0	28,51	5,70	5,19	0,54	0,46	остаточное насыщение
9	395,9	397,3	1,4	0,18	0,52	165,2	27,63	7,22	5,07	0,60	0,52	остаточное насыщение
10	397,3	401,9	4,6	0,22	0,37	208,4	22,06	14,70	4,38	0,70	0,69	остаточное насыщение
11	401,9	411,1	9,2	0,27	0,22	193,4	23,71	31,48	3,69	0,81	0,67	остаточное насыщение
12	411,1	418,7	7,6	0,27	0,20	204,7	22,30	41,03	3,64	0,83	0,70	остаточное насыщение
13	419,8	420,8	1,0	0,17	0,48	122,4	37,33	3,63	4,83	0,47	0,03	обводнение
14	427,4	428,2	0,8	0,19	0,40	150,6	30,35	8,11	4,45	0,61	0,33	снижение насыщения
15	432	432,6	0,6	0,15	0,49	121,1	37,93	4,70	4,87	0,45	0,06	обводнение
16	432,6	435,5	2,9	0,20	0,44	161,1	28,31	10,46	4,71	0,66	0,51	остаточное насыщение
17	435,5	442,6	7,1	0,21	0,37	157,9	28,88	8,63	4,39	0,66	0,46	остаточное насыщение
18	443,2	447,4	4,2	0,26	0,24	174,6	26,12	13,46	3,81	0,74	0,58	остаточное насыщение
19	447,4	451,1	3,7	0,25	0,23	155,8	29,29	5,66	3,77	0,65	0,46	остаточное насыщение
20	451,1	470,6	19,5	0,28	0,15	100,6	45,70	1,24	3,39	0,00	0,00	водонасыщение

работ с применением ГМПП были произведены в период с 03.06.18 г. по 22.06.18 г. После изоляционных работ в 12.06.2018 г. в скважине проводились ГИС по определению качества сцепления цементного кольца в закаленном пространстве (АКЦ). В результате было установлено, что в интервале 432,0-446,0 м качество сцепления

оценивается как сплошное. Ниже на рис. 5 представлена динамика работы скважины № 428. Как видно из рис. 3, сразу после проведения мероприятий наблюдается резкое снижение обводненности с последующей динамикой увеличения дебита нефти.



Рисунок 3. Динамика дебита скважины № 428, месторождение X

По данным замера в мае месяце 2018 г. общий дебит жидкости составил $Q_{ж} = 59,17 \text{ м}^3/\text{сут}$ обводненность $Q_v = 95,18\%$, дебит нефти $Q_n = 2,54 \text{ т/сут}$. После проведенных ГТМ обводненность снизилась до $Q_v = 40-44\%$ (июнь 2018 г.), дальше до $Q_v = 27,67\%$ (июль 2018 г.), дебит нефти вырос до $Q_n = 14,8 \text{ т/сут}$ (июнь 2018 г.), дальше до $Q_n = 22,28 \text{ т/сут}$ (июль 2018 г.).

Однако, как видно из рис. 3, полученный эффект был краткосрочным, обводненность резко выросла до 96% и дебит нефти снизился до 1,35 т/сут, причиной чего предполагалось повторное проявление заколонного перетока либо прорыв воды из соседней нагнетательной скважины № 206. С целью исключения или подтверждения повторного прорыва заколонного перетока были повторно проведены ГИС по определению профиля притока, которые вновь показали наличие заколонного перетока с глубины 451,2 м. до подошвы интервала перфорации 442,0 м. Поведение кривых каротажа идентично

предыдущему исследованию. Причиной прорыва заколонного перетока при сплошном сцеплении цементного камня с колонной и при щадящем виде перфорации ГМПП возможно является постепенный прорыв воды по микроканалам в сторону депрессии. Важно отметить тот факт, что сразу после перфорирования процент обводнения был невысоким, продлившийся на некоторое время эффект говорит о том, что сам метод был вполне щадящим, тем не менее, возможно, под влиянием выросшей депрессии на пласт более подвижный флюид - вода - подтянулась по микроканалам в цементном кольце, далее увеличившиеся каналы по заколонному пространству стали причиной обводнения.

В скважине № 426 месторождения X, в 15.05.2018 г. проводились ГИС по определению профиля приемистости с целью выявления заколонных перетоков, нарушений эксплуатационной колонны, работающих интервалов и герметичности забоя. Действующие интервалы перфора-

ции на момент проведения ГИС составили 638-651 м, данный интервал относится к горизонту II+III2 и VII-J2, среднее пластовое давление по горизонту 3,3 МПа. Выше поставленные задачи к ГИС по определению технического состояния скважины не выполнены в силу отсутствия динамического режима, при избыточном устьевом давлении в 40 атм. приемистость в скважине отсутствовала. Из-за отсутствия ди-

намического режима определение наличия/отсутствия заколонного перетока не представлялось возможным. Результаты исследований методом ИННК приведены в табл. 4 и на рис. 4. Как видно из табл. 4, интервал 635-637 м был оценен снижением насыщения, текущим K_{nr} -23%, интервал 638-643,5 м был оценен остаточным коэффициентом насыщения U_B в пределах с 10% до 44%.

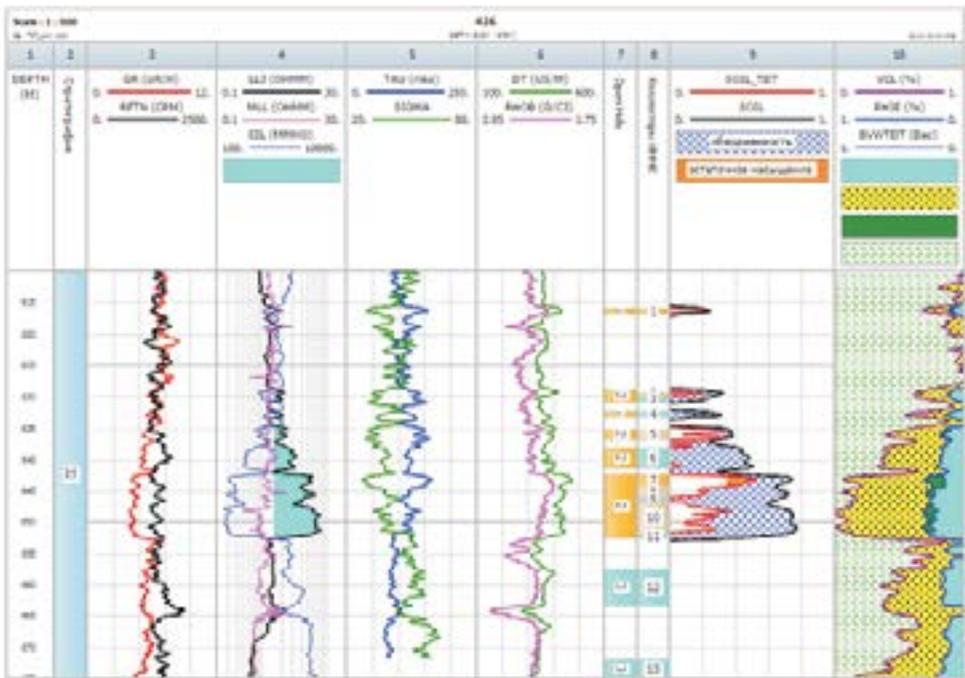


Рисунок 4. Результат обработки ИННК скважины № 426, месторождение X

Таблица 4. Результат обработки ИННК скважина № 426, месторождение X

№	Кровля	Подощва	$K_{пэф}$, д.е.	K_{nr} , д.е.	ГК, мкР/ч	БК, Ом*М	ТАУ, мкс	SIGMA, ед. захвата	K_{nr} нач, д.е.	K_{nr} ИНН, д.е.	Характер насыщения
1	615,9	616,8	0,1	0,7	6,0	1,7	152,0	29,8	0,2	0,24	остаточное насыщение, заглинизирование
2	628,8	629,2	0,1	0,7	6,0	1,8	126,0	35,9	0,2	-	обводнение
3	629,2	629,8	0,1	0,6	6,0	2,0	139,0	31,8	0,3	0,16	снижение насыщения, заглинизирование
5	632,2	633,2	0,1	0,6	6,0	1,7	125,0	36,2	0,3	-	обводнение

Продолжение таблицы 4

№	Кровля	Поддошва	$K_{п.эф.}$, Д.е.	$K_{гр.}$, Д.е.	ГК, мкР/ч	БК, Ом*М	ТАУ, мкс	SIGMA, ед. захвата	$K_{гр.}$ нач, Д.е.	$K_{гр.}$ ИНИ, Д.е.	Характер насыщения
6	635,0	636,9	0,2	0,4	5,3	1,8	143,9	31,7	0,4	0,23	снижение насыщения
7	638,0	641,5	0,2	0,4	5,3	2,1	137,4	33,1	0,4	0,10	обводнение
8	642,4	644,3	0,3	0,2	4,4	5,8	153,0	29,8	0,7	0,44	остаточное насыщение
9	644,3	645,9	0,3	0,1	4,4	5,6	124,8	36,6	0,7	0,22	снижение насыщения
10	645,9	646,8	0,3	0,2	4,0	4,5	104,0	43,5	0,6	-	обводнение
11	646,8	651,7	0,3	0,1	4,2	7,4	122,4	37,3	0,7	0,22	снижение насыщения
12	651,7	652,6	0,2	0,2	4,0	5,9	91,6	49,6	0,6	-	обводнение
13	657,3	663,3	0,2	0,4	6,0	1,3	90,8	48,7	-	-	водонасыщение

ГТМ по отключению обводненного интервала и проведение ГМПП в скважине № 426 месторождения X были проведены в период с 22.06.2018 г. по 11.07.2018 г. Динамика роста дебита нефти и уменьшение обводненности после ГТМ приведены на рис. 5. Как видно из рис. 5, применение ГМПП дало положительный результат, по данным замера в июне 2018 г. общий дебит жидкости составил $Q_{ж} = 15,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, обводненность $Q_{в} = 96,07\%$, дебит нефти $Q_{н} = 0,53 \text{ т/сут}$. После проведенных ГТМ обводненность снизилась до $Q_{в} = 9,14\%$

(июль 2018 г.), дебит нефти вырос до $Q_{н} = 31,26 \text{ т/сут}$ (июль 2018 г.), с постепенным снижением до $Q_{н} = 8,03 \text{ т/сут}$ (январь 2019 г.) и повышением обводненности до $Q_{в} = 74,5\%$). В целом, динамика скважины удовлетворительная, эффект от ГТМ был получен. С января 2019 г. наблюдается рост обводнения, в мае 2019 г. обводненность составила выше 90%, было принято решение повторного проведения ГТМ по отключению источника обводнения, в сентябре 2019 г. начаты геолого-технические мероприятия.

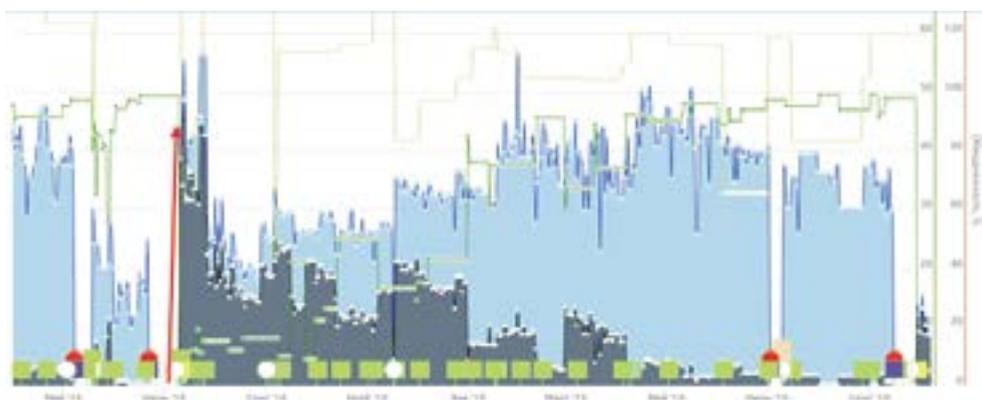


Рисунок 5. Динамика дебита скважины № 426

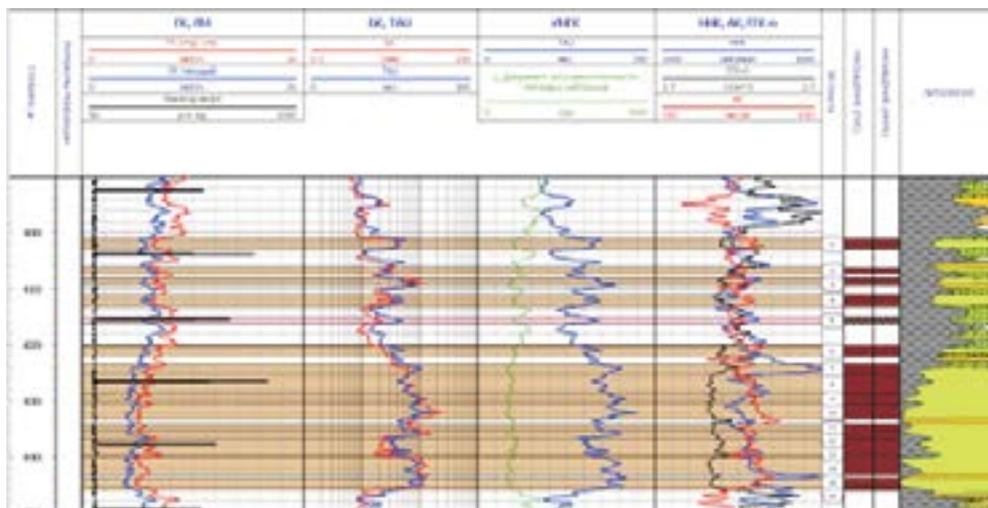


Рисунок 6. Результат обработки ИННК скважины № 452, месторождение X

Скважина № 452 месторождения X вступила в эксплуатацию в 2018 г., действующие интервалы перфорации 430-433 м; 434-436 м; 440-445 м (рис. 6) были перфорированы с помощью ГМПП. Начальный дебит скважины, в среднем, составил 8,7 т/сут, обводненность 2%, на текущий момент дебит нефти составляет 19,44 т/сут, обводненность 22% (рис. 7).

Данная скважина будет служить индикатором эффективности ГМПП в дальнейшем, параметры работы данной скважины можно будет сравнивать с другими аналогичными скважинами (дата ввода в эксплуатацию, начальное насыщение, процент обводнения и т.д.), вскрытыми кумулятивной перфорацией.

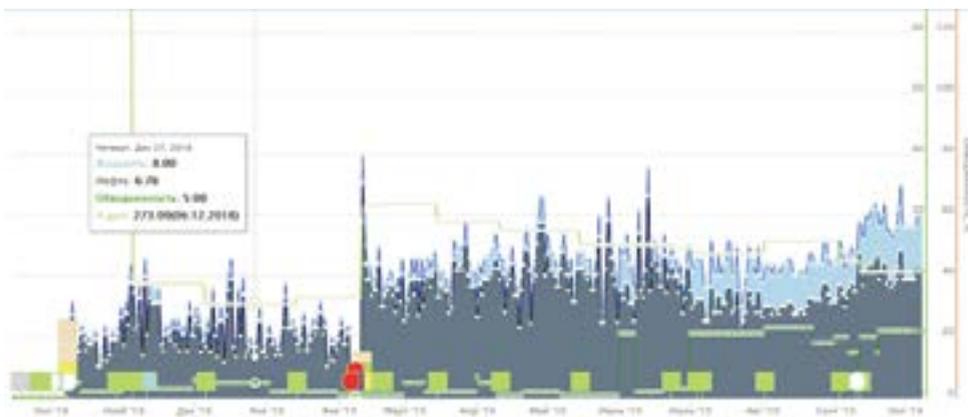


Рисунок 7. Динамика дебита скважины № 452, месторождение X

Следующая скважина № 180 месторождения X1 также была перфорирована с помощью ГМПП. До ГТМ скважина работала с дебитом 3,4 т/сут, обводненностью

выше 90%. С июля 2017 г. обводненность достигла 98%. Результаты ГИС по определению остаточного насыщения всего разреза приведены на рис. 8.

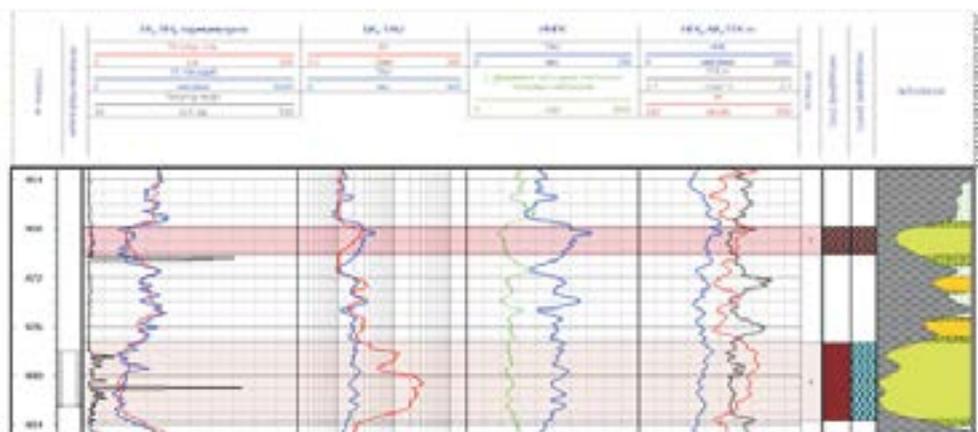


Рисунок 8. Результат обработки ИННК скважины № 180

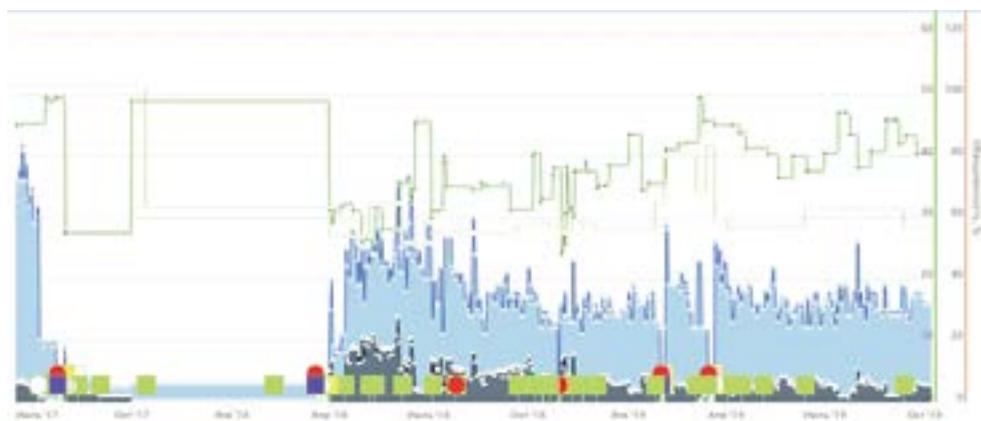


Рисунок 9. Динамика дебита скважины 180 месторождения X1

В 2017 г. (12.08.) в скважине была проведена перфорация с помощью ГМПП в интервале 468-470 м. Суммарное время перфорации 2 часа, количество проколов 6, с шагом 0,3 м и поворотом колонны на 90°. По данным динамики после проведенных ГТМ скважина заработала с дебитом, в среднем, 1,45 т/сут, обводненностью 55 % (рис. 9). С сентября 2017 г. скважина полностью обводнилась и была переведена в нижележащие горизонты.

Наиболее выразительным примером применения ГМПП с близлежащими

источниками обводнения является скважина № 205 месторождения X2. Скважина № 205 с января по октябрь 2016 г. работала с обводненностью 90%. С ноября 2016 г. до проведения ГМПП скважина простаивала.

Как видно, по разрезу (рис. 10) нефтеносные коллекторы сложены чередованием водоносных коллекторов. При нагрузке на стенку скважины и наличии путей передвижения жидкости (трещины, микроканалы) данные интервалы имеют большой риск обводнения.

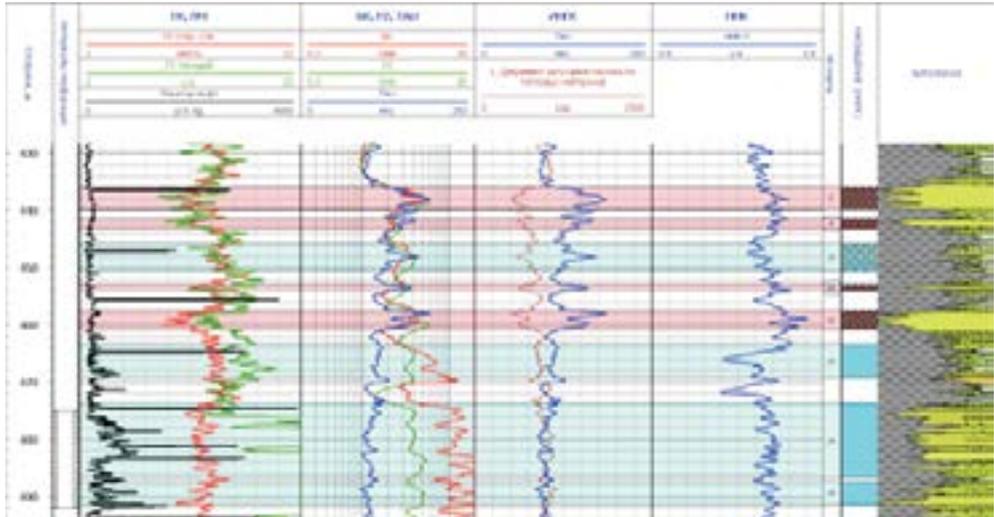


Рисунок 10. Результат обработки ИННК скважины № 205 месторождения X2

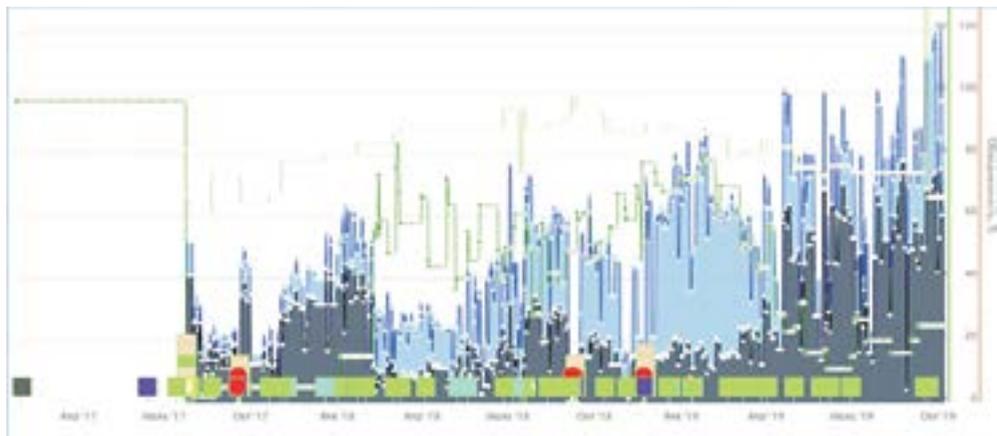


Рисунок 11. Динамика дебита скважины № 205 месторождения X2

22.07.2017 г. по результату ГИС (рис. 10) были проведены ГМПП в интервалах 436-439 м и 457-460 м. Суммарное время перфорации 4,5 часа, общее количество отверстий 20, шаг 0,3 м с поворотом колонны на 90°. С момента проведения ГМПП скважина заработала с дебитом нефти 10,2 т/сут, обводненностью 5%, на данный момент дебит нефти скважины

составляет, в среднем, 10,52 т/сут, обводненность – 25% (рис.11).

Сравнение полученных результатов скважин после ГТМ с применением ГМПП

На рис. 12 приведены среднесуточные показатели скважин после ГТМ, перфорированных с помощью ГМПП.

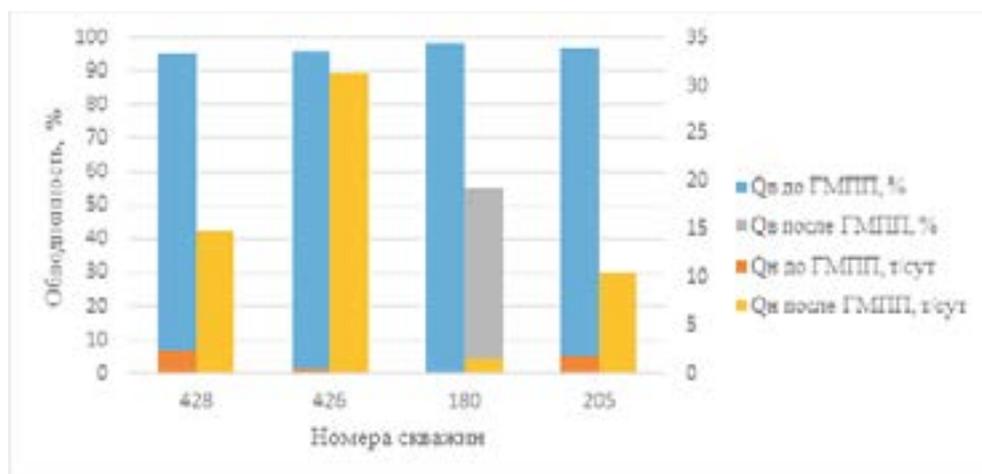


Рисунок 12. Сравнительные показатели скважин до и после применения ГМП

Таблица 5. Сравнение ГМП с другими методами перфорации

Параметр	ГМП	Гидромеханическая щелевая перфорация	Кумулятивные заряды типа Big Hole или ПК-89	Кумулятивные заряды типа Deep penetration или ПК-105
Площадь вскрытия на 1 погонный метр (м ²)	0,035-0,042	0,02-0,024	0,0053	0,0022
Глубина проникновения в пласт, м	0,5-1,5	0,5-1,0	0,15	0,75
Геометрия входного отверстия	Прямоугольник 16*50-20*80 мм	Щель шириной 10-12 мм	Отверстие диаметром до 23 мм	Отверстие диаметром до 12 мм
Фугасность	Отсутствует	Отсутствует	Очень высокая	Высокая
Смыкание стенок колонны	Отсутствует	Очень высокая	Отсутствует	Отсутствует
Разрушение цементного кольца вне зоны перфорации	Отсутствует	Отсутствует	Очень большое	Больше
Риск изменения геометрии колонны (деформация)	Отсутствует	Высокий	Очень высокий	Высокий

Выводы

Получение промышленного притока углеводорода является заключительной стадией всей многоступенчатой разработки месторождения и от верности выбора

и метода перфорационных работ зависит успешность тех или иных ГТМ.

В настоящее время большинство месторождений терригенного разреза находится на последних стадиях раз-

работки и представляет собой зрелые месторождения с большой степенью обводненности [4]. Учитывая эти факторы, разработчики и недропользователи проводят опытно-промышленные испытания более щадящих методов вторичного вскрытия пластов-коллекторов.

Проведенные исследования [1, 2] показывают преимущества данного метода по сравнению с другими видами перфорации (табл. 5), применяющимися на практике. Основным преимуществом прокалывающей перфорации является то, что она не приводит к разрушению цементного кольца вокруг обсадной колонны, перфорационные отверстия формируются более щадящим путем. Как видно из рис. 13, глубина проникновения ГМПП является самой максимальной как в сравнении с остальными методами, так и по геометрии входного отверстия. Однако единственным препятствием для широкого использования данного метода, возможно, будет служить его сравнительно высокая

стоимость. Рекомендуется проводить подбор скважин по более зрелым месторождениям и применять данный метод при наличии достаточной цементации продуктивной части разреза и при отсутствии заколонной циркуляции жидкости. Результаты показывают, что данный метод оправдывает себя на примере скважины № 452 месторождения X, скважины № 205 месторождения X2.

Как видно из приведенных примеров и анализа полученных результатов, ГМПП может служить аналогом кумулятивной перфорации, сохраняя ряд преимуществ в виде отсутствия нагрузки на стенки скважины и цементное кольцо, а также по параметрам входного отверстия и глубине перфорационного канала. Тем не менее, подбор скважин-кандидатов должен быть тщательным, с хорошим коэффициентом остаточной или начальной нефтенасыщенности и учетом окупаемости данного метода.

Список использованной литературы

1. Валиуллин Р.А., Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф., Рамазанов А.Ш., Федотов В.Я., Яруллин Р.К. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождений. - Уфа, РИЦ БашГУ, 2010, с. 91-137.
2. Гостев И.А. Способ гидромеханической прокалывающей перфорации скважин на депрессии. – Патент № 0002612702, 13.03.2017 г.
3. Отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Камышитовый Ю.В. Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2014 г.». – ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2014.
4. Ransom R.C. Practical Formation Evaluation. – Wiley, 1 edition, 1995, p. 402-418.

ЖЫНЫС ҚАБАТЫНЫҢ КОЛЛЕКТОРЛАРЫНЫҢ ЕКІНШІ РЕТТІК АШЫЛУ ӘДІСТЕРІН ЖӘНЕ БАПТАЛҒАН ПЕРФОРАЦИЯНЫҢ НӘТИЖЕСІН ТАЛДАУ А.А. Атауова, А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев

Түйіндеме

Қазіргі уақытта, су қабатының қайталама ашылуы нарығында перфорациялау әдістері мен технологияларының кең спектрі ұсынылған. Көптеген өндіруші компаниялар бұрын қолданыстағы әдістерді жетілдіруде, олардың бірі гидромеханикалық тесу перфорациясы - көміртегі ағынын жұмсақ режимде алу үшін резервуарды ашудың салыстырмалы түрде жаңа әдісі, өндіріс жолының және цемент сақинасының қабырғаларының бастапқы күйін ешқандай деформациясыз. Бұл әдісті жасаушылар перфорацияның басқа түрлерімен салыстырғанда бірқатар артықшылықтарға назар аударады. Мақалада мұнай мен газды өндірудің жұмыс

принципі және осы әдіске ұңғымаларды таңдау нәтижесі, әсері, сипаттамасы сипатталған.

Түйінді сөздер: перфорация, колматация, кеуектердің ластануы, геологиялық және техникалық шаралар, резервуар.

METHODS OF SECONDARY OPENING OF RESERVOIR BEDS AND ANALYSIS OF NON-DAMAGING PERFORATION

A.S. Atauova, A.S. Mardanov, R.A. Yusubaliyev

Abstract

Nowadays, a wide range of perforation methods and technologies are offered in the market of secondary opening in reservoir beds. Furthermore, many manufacturing companies are modernizing previously existing methods, one of which is hydromechanical piercing perforation - a relatively new method of opening the reservoir to obtain a hydrocarbon influx in a gentle mode without any deformation of the initial state of the walls of the production string and cement ring. The developers of this method note a number of advantages compared to other types of perforation. The article describes the operation principle of the oil and gas production and the resulting effect, approach and selection of wells for this method.

Key words: perforation, clogging, pore contamination, geological and technical measures, reservoir.

Информация об авторах

Атауова Айгерим Салхаденовна - старший инженер департамента мониторинга разработки, aatauova@gmail.com, aigera83@mail.ru,

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы - управляющий директор по моделированию и мониторингу разработки месторождений, mardanov.A@llpcmg.kz,

Юсубалиев Ренат Асылбекович - директор департамента мониторинга разработки, yussubaliyev.r@llpcmg.kz

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», г. Атырау