

УДК 622.276.5:550.064.45

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕНЬЮТОНОВСКОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «УЗЕНЬ»

М.И.Курбанбаев, С.С.Келдибаева
(АО «КазНИПИМунайгаз»)

Нефть месторождения "Узень" является неньютоновской и характеризуется высоким содержанием парафинов, асфальто-смолистых веществ и положительной температурой застывания. Длительная закачка в пласты холодной воды является основной причиной выпадения асфальто-смолистых веществ и ухудшения проницаемости продуктивных залежей. Загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП), высокий скин-фактор приводит к снижению производительности скважин. С целью интенсификации добычи нефти на месторождении применяются различные методы воздействия на призабойную зону скважин. Наиболее эффективным из них с коэффициентом успешности 75% является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП). Одним из важных факторов успешности проводимых ГРП является правильный подбор скважин. Проведенный в настоящей работе анализ показывает, что методика выбора скважин для форсированного отбора может быть применена для выбора скважин, перспективных с позиции проведения ГРП.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, интенсификация добычи, электровоздействие, газодинамический разрыв пласта, акустическое воздействие, асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО).

Адрес связи: Keldibaeva_S@kaznipi.kz

DOI: 10.5510/OGP20130200152

Месторождение «Узень» находится на поздней стадии разработки, характеризуется высокой обводнённостью добываемой продукции и падением темпов добычи нефти. Нефть месторождения является неньютоновской с высоким содержанием парафинов (17 - 20 мас.%) и асфальто-смолистых веществ, обусловивших положительную температуру застывания нефти (30-32 °С). Вязкость нефти в пластовых условиях колеблется от 3.58 до 4.51 мПа·с. В процессе эксплуатации месторождения начальное пластовое давление снизилось с 12.4 до 11.2 МПа, пластовая температура изменилась с 57 до 54 °С. При этом с 1967 года осуществляется закачка холодной воды, что возможно является основной причиной выпадения асфальто-смолистых веществ и ухудшения проницаемости продуктивных залежей. Загрязнение ПЗП, высокий скин-фактор приводит к снижению производительности скважин. В связи с этим возникает необходимость применения эффективных методов воздействия на призабойную зону скважин для увеличения их производительности.

На месторождении широкое применение получили следующие методы интенсификации добычи нефти:

- Физические методы - ГРП, газодинамический разрыв пласта (ГДРП), акустическое воздействие (АРСиП), электровоздействие (ЭВ);
- Тепловые методы - термогазокислотно-перфорационно-имплозионное воздействие (ТГКПИВ), термобарохимическое воздействие (ТБХО);
- Химические методы - ремонтно-изоляционные работы (РИР), воздействие на пласт шитой полимерной системой (СПС) и полимерно-гелевым составом «Темпоскрин», вяз-

ко-упругим составом (ВУС), соляно-кислотные обработки (СКО), гидрокислотный удар (ГКУ).

В работе приведен анализ эффективности применяемых методов интенсификации добычи нефти на месторождении «Узень».

Физические методы интенсификации добычи Гидродинамический разрыв пласта

ГРП применяется на месторождении «Узень» с 2003 года для увеличения производительности скважин и повышения нефтеотдачи пластов за счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых зон и пропластков, а также увеличения охвата заводнением за счет улучшения гидродинамической связи между скважинами. За период 2003-2012 гг. в скважинах 13-18 горизонтов проведено 1392 операций ГРП.

В качестве критериев эффективности ГРП приводятся следующие показатели: средний прирост дебита нефти по одной скважине, суммарная дополнительная добыча нефти по всем скважинам за определенный период, успешность проведения работ, использование характеристик вытеснения для определения вовлеченных в разработку запасов нефти до и после проведения ГРП. Оценка эффективности проведенных мероприятий показала, что в большинстве случаев операции оказались успешными и привели к увеличению дебита нефти в среднем по скважинам в 6.5 - 7 раз.

Определение эффективности ГРП по добывающим скважинам, т.е. добыча нефти за счет применения технологии, производилось путем сравнения с показателями базового варианта. Базовый вариант - это вариант разработки, который был реализован, если бы на нем не применялся ГРП. Эффект от ГРП

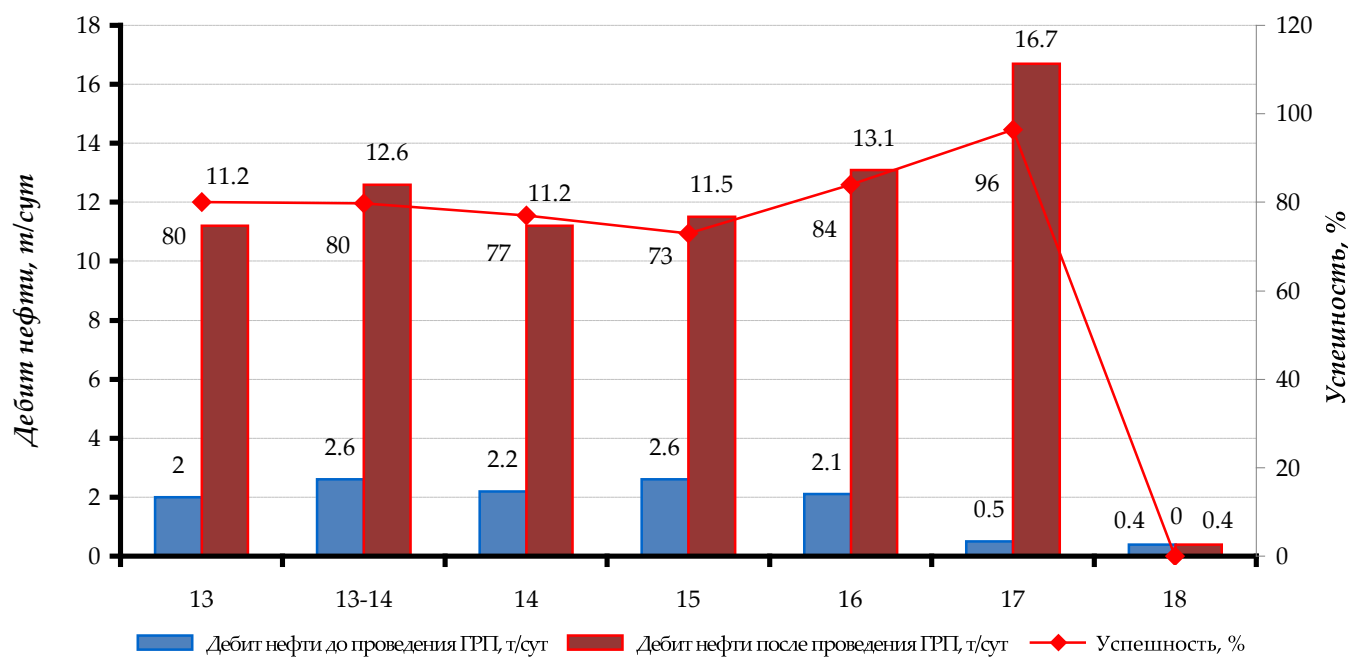


Рис.1. Изменение технологических параметров работы скважин по горизонтам до и после проведения ГПП

определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту. Результаты проведенного анализа по горизонтам представлены в таблице 1.

Как следует из представленных данных, в целом от проведенных работ дополнительная добыча нефти в среднем на скважину составила 12.88 т/сут, накопленная дополнительная добыча нефти – 2854.4 тыс.т, успешность проведения работ – 74%.

Для примера оценки эффективности вышеописанным методом представлено изменение технологических параметров работы скважин по горизонтам, за определенный период до и после проведения ГПП (рис. 1 и 2). Максимальный эффект от проведенного мероприятия получен на 17 горизонте

месторождения, при этом дебит нефти увеличен на 16.2 т/сут, а обводненность снижена на 44% соответственно.

По анализируемым скважинам в результате проведения ГПП наблюдается увеличение дебита в среднем в 9 раз, снижение обводненности на 16%.

Определение эффективности проведения ГПП расчетным коэффициентом продуктивности по группе скважин различных горизонтов представлено в таблице 2.

Из представленных в таблице данных можно отметить, что в результате проведения ГПП по скважинам коэффициент продуктивности увеличился в среднем в 5.6 раза.

Таблица 1

Результаты технологической эффективности ГПП в добывающих скважинах за весь период применения ГПП

Год	Количество скважин		Дополнительная добыча нефти на скважину, т/сут	Накопленная дополнительная добыча нефти, тыс.т	Снижение обводненности, %	Успешность, %
	всего	с эффектом				
2003	99	34	10	129.3	22	34.3
2004	200	51	13.8	191.8	21	25.5
2005	184	173	12	503.34	17	94
2006	122	115	14.6	676.28	5	94.2
2007	112	103	18.4	255.03	17	92
2008	113	113	17.4	302.46	0	100
2009	75	75	13.7	187.5	0	100
2010	130	130	10	269	5.7	100
2011	173	164	10.7	166.18	5	95
2012	88	83	8.2	173.5	5.2	94
Итого	1296	956	12.88	2854.39	9.8	74

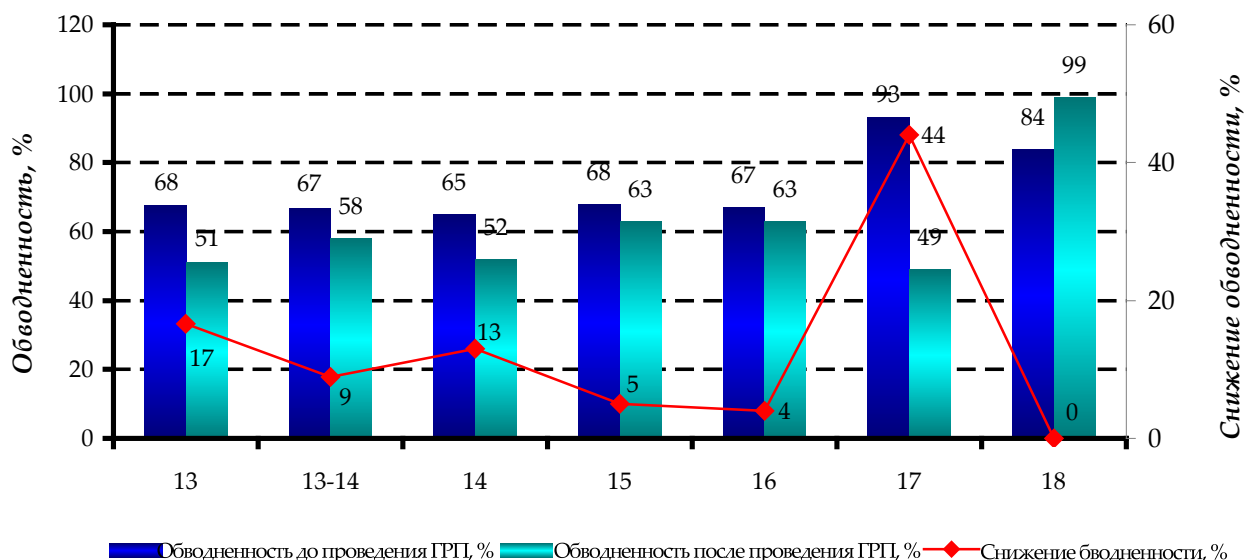


Рис. 2. Изменение обводненности по горизонтам до и после проведения ГРП

Газодинамический разрыв пласта

ГДРП - это метод воздействия на ПЗП горюче-окислительным составом (ГОС) двойного действия для улучшения фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов и увеличения притока к скважинам. ГДРП приводит к образованию трещин протяжённостью до 30 м с остаточным раскрытием до 3 мм, не требующих закрепления. Метод основан на использовании для создания «техногенных» трещин энергии высокотемпературных (температура в зоне горения может достигать 900-1700 °С) газов, образующихся при сгорании ГОС и твёрдотопливных пороховых систем с регулируемым импульсом давления.

В качестве ГОС применяют водные растворы селитры аммиачной (окислитель) и карбамида (горючее). Растворы этих веществ нечувствительны к удару и трению в условиях работы на скважине, они не способны к воспламенению от типовых источников огня. Их воспламенение возможно только при повышенном давлении в скважине от внешнего мощного источника энергии, которым служит заряд порохового генератора (аккумулято-

ра) давления.

За период 2003–2005 гг. на месторождении ГДРП проведен в 87 скважинах.

Результаты сопоставления дебитов и обводненности по скважинам до и после проведения ГДРП за 2003–2005 гг. приведены в таблице 3.

Результаты ГДРП оказались эффективными на 59 скважинах; без эффекта - 28 скважин, в том числе: по 7 скважинам после проведения ГДРП дебиты нефти уменьшились на 20, 25, 33, 17, 33, 50, 40% соответственно; по 6 скважинам дебиты нефти остались на прежнем уровне (от 1 до 5 т/сут). Основными объектами применения ГДРП являются скважины 13 и 14 горизонтов с ухудшенными продуктивными характеристиками. В 2003 году в результате проведения ГДРП в скважинах 13 горизонта прирост дебита нефти на скважину в среднем составил 5.5 т/сут.

Дополнительная добыча нефти на одну скважину-операцию составила 3040 т. Успешность 62%. В 2004 году в результате проведения ГДРП в скважинах 13 и 14 горизонта прирост дебита нефти на скважину в среднем составил 3 т/сут. Дополнительная

Таблица 2
Результаты расчета коэффициента продуктивности скважин после проведения ГРП

№ п/п	№ скважин	Горизонт	Блок	Дата обработки	$Q_{н}$, т/сут		Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$	
					до	после	до	после
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1317	13	5	02/01/2011	2.5	14.1	0.05	0.26
2	3104	13	2а	29/03/2011	1.3	5.6	0.06	0.27
3	5261	13	1	28/03/2011	0.8	5	0.02	0.19
4	378	13	2	14/01/2011	4.8	19.5	0.17	0.39
5	3453	14	3	18/07/2011	2	10	0.48	1.62
6	6084	14	3а	14/08/2011	3	6.9	0.67	1.03
Итого					2.35	13.2	0.1	0.56

Таблица 3

Результаты ГДРП за 2003 - 2005 гг.

Гор	Кол. скв	Интервал обводненности, %	Дебит жидкости, $Q_{ж(ср)}$, м ³ /сут		Дебит нефти, $Q_{н(ср)}$, т/сут		Обводн. ср, %		Успешность, %
			до	после	до	после	до	после	
Объем работ за 2003 г.									
13	3	от 0 до 50	4	12	3	9	44	30	73
13	4	от 50 до 100	9	18	4	9	58	49	54
Всего	7	от 0 до 100	6	15	3	9	51	39	63
Объем работ за 2004 г.									
13	1	от 0 до 50	4	8	3	4	32	52	47
13	4	от 50 до 100	7	17	4	10	58	43	65
14	2	от 0 до 50	6	11	4	7	44	37	62
14	4	от 50 до 100	10	9	1	3	82	65	61
15	2	от 50 до 100	7	10	2	5	77	54	67
16	3	от 50 до 100	4	8	2	6	54	46	52
17	1	от 0 до 50	4	5	2	3	45	44	36
17	3	от 50 до 100	7	11	3	5	56	45	44
18	1	от 0 до 50	8	20	6	12	36	35	52
19	1	от 50 до 100	7	8	3	5	55	40	50
20	1	от 50 до 100	2	4	1	2	59	44	57
21	1	от 50 до 100	2	14	1	3	90	75	64
Всего	24	от 0 до 100	6	10	3	5	57	48	55
Объем работ за 2005 г.									
13	1	от 0 до 50	5	6	3	4	36	37	25
13	1	от 50 до 100	4	13	1	5	73	59	80
14	4	от 0 до 50	9	19	5	11	44	40	49
14	5	от 50 до 100	4	12	1	5	78	52	77
15	1	от 0 до 50	5	30	2	13	46	55	85
15	3	от 50 до 100	9	21	3	11	73	50	69
16	1	от 0 до 50	9	20	4	7	44	66	43
16	3	от 50 до 100	8	10	3	5	62	50	34
17	1	от 0 до 50	5	11	3	7	48	43	57
17	6	от 50 до 100	8	12	2	6	76	50	59
18	2	от 50 до 100	8	75	2	9	70	67	80
Всего	28	от 0 до 100	7	22	3	8	61	53	63

добыча нефти в среднем на одну скважино-операцию составила 1371 т. Накопленная дополнительная добыча нефти по 23 скважинам составила 32898 т. Успешность 57%. В 2005 году в результате проведения ГДРП в скважинах 13, 14, 15, 16, 17, 18 горизонтов прирост дебита нефти на скважину в среднем составил 5 т/сут. Дополнительная добыча нефти в среднем на одну скважино-операцию составила 986 т. Накопленная дополнительная добыча нефти по 43 скважинам составила 27616 т. Успешность 66%.

В целом, за анализируемый период за счет проведения ГДРП дебит нефти на одну скважину в среднем увеличился в 2.3 раза, дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию в среднем составила 2205 т. Всего накопленная дополнительная добыча нефти за счет обработки составила 54177 т. Успешность работ составила в среднем 62%. Продолжительность эффекта составила 300 сут.

Технология ГДРП уступает ГРП, но также является эффективной, способствует интенсификации выработки запасов нефти.

Электровоздействие на продуктивную зону пласта

Технология ЭВ предназначена для повышения продуктивности добывающих скважин. Электровоздействие на продуктивную зону пласта – это технологический комплекс. Особенностью электровоздействия на ПЗП является эффект перестройки структуры порового пространства микронеоднородной среды при пропускании через нее электрического тока. В зависимости от параметров электрообработки возможно регулирование фазовой проницаемости, что предполагает использование технологии как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах.

Технология ЭВ используется на месторождении "Узень" с 2003 г. Общий объем ЭВ за 2003–2010 гг. составил 566 скважино-операций.

Таблица 5

Результаты проведения ЭВ за период 2003-2010 гг.

Показатели		Среднее значение за 2003 - 2005 гг.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	Средние значения
Количество скважин	Всего	$\Sigma = 114$	90	204	68	90	$\Sigma = 452$
	с эффектом	$\Sigma = 83$	68	129	55	76	$\Sigma = 328$
Дополнительная добыча нефти на скважину, т/сут		4.4	3.9	3.4	3.8	2.9	3.5
Накопленная дополнительная добыча нефти, тыс.т		$\Sigma = 110.92$	48.43	54.92	34.2	39.207	$\Sigma = 176.8$
Успешность, %		52	42	40	43	34	40

В целом, за анализируемый период за счет проведения ЭВ дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию в среднем составила 4.4 т. Всего накопленная дополнительная добыча нефти за счет обработки составила 110933.2 т. Успешность работ в среднем 52%. Продолжительность эффекта - 254 сут.

Электрообработка скважин на месторождении является эффективным методом интенсификации добычи, снижения обводненности и увеличения нефтеотдачи пластов и рекомендуется к внедрению.

Результаты эффективности применения технологии ЭВ на месторождении за период 2003-2005 гг. и 2007-2010 гг. представлены в таблице 5.

Как следует из данных, представленных в таблице, за период 2003-2005 гг. было проведено 114 скважино-операций, за период 2007-2010 гг. – 452 скважино-операции. Успешность проведения работ за анализируемый период составляет в среднем 40%, что на 12% ниже величины успешности, в проектном документе (52%). Дополнительная добыча нефти на скважину по проектным данным составляет в среднем 4.4 т/сут, за анализируемый период величина её снизилась до 3.5 т/сут. Электрообработка скважин на месторождении является эффективным методом интенсификации добычи, снижения обводненности и увеличения нефтеотдачи пластов и рекомендуется к внедрению.

Тепловые методы интенсификации добычи

Термогазокислотно-перфорационно-имплозионного воздействия

Сущность технологии ТГКПИВ заключается в комплексной обработке ПЗП горячими газами с последующим имплозионным воздействием, создающим многократные депрессии на пласт. В результате этого достигается восстановление проницаемости прискважинной зоны продуктивного пласта за счет ее очистки от АСПО и других отложений. На месторождении ТГКПИВ было проведено в 137 скважинах.

Проведен анализ результатов применения технологии ТГКПИВ на скважинах за период 2003-2004 гг. (табл. 6). Анализом охвачено 75 скважин, работающих по самостоятельным выкидным линиям с возможностью индивидуального замера дебита, в т.ч. 37 скважин в 2003 г. – с эффектом 20 скважин, без эффекта - 17 и 38 скважин в 2004 г. – с эффектом 26 скважин, без эффекта – 12. Объемы и результаты успешного

воздействия ТГКПИВ за 2003-2004 гг. в 46 скважинах представлены в таблице 6.

Основными объектами применения ТГКПИВ являются 13, 14, 15 и 16 горизонты (17%, 30%, 15% и 17% от анализируемого фонда соответственно). Нефти указанных объектов значительно обогащены АСПО (содержание парафинов – 19-22%; асфальтенов – 14.7-15.2 %), скважины эксплуатируются при забойных давлениях ниже давления насыщения, что способствует выпадению АСПО в ПЗП и приводит к ухудшению ее гидродинамических характеристик.

Сопоставление технологических показателей добычи нефти по неуспешным скважинам до и после проведения ТГКПИВ за 2003-2004 гг. показало, что:

- в 15 скважинах дебиты нефти остались на прежнем уровне (от 1 до 7 т/сут);
- в 14 скважинах после проведения ТГКПИВ дебиты нефти уменьшились от 14- 60%.

Результаты анализа позволяют сделать вывод, что технология ТГКПИВ уступает по эффективности ГРП, ГДРП, РИР, однако способствует интенсификации выработки запасов нефти и относится к одной из среднеэффективных технологий (52%).

Химические методы интенсификации добычи

Ремонтно-изоляционные работы

С 2001 года на месторождении, в целях улучшения условий извлечения остающихся в пласте невыработанных запасов нефти, принята и реализуется программа проведения на нефтедобывающих и нагнетательных скважинах РИР.

РИР проводились с целью:

- селективной изоляции водопритока;
- направленной изоляции водопритока (отключение водонасыщенных интервалов и нижних вод);
- ликвидации заколонных перетоков;
- ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны.

Селективная изоляция водопритока применялась в условиях обводнения всего продуктивного пласта. Механизм действия технологии с применением силикатных гелей и силикатно-полимерных гелей заключается в селективной изоляции высокопроницаемых водоносных пропластков и трещин за счет перехода закачиваемого в скважину силикатно-полимерного раствора в гель при повышенной температуре пласта. Образовавшиеся в пласте гидрогели обладают очень

Таблица 6

Результаты воздействия на скважины методом ТГКПИВ за 2003–2004 гг.

Горизонт	Количество скважин	Интервал обводненности, %	Дебит жидкости, $Q_{ж(ср)}$ м ³ /сут		Дебит нефти, $Q_{н(ср)}$ м ³ /сут		Обводн. ср, %		Продол. эффек. сут.	Успешность, %
			до	после	до	после	до	после		
Объем работ за 2003										
13	1	от 0 до 50	29	46	17	26	44	36	362	35
13	4	от 50 до 100	10	15	3	9	68	58	339	51
14	2	от 0 до 50	6	7	3	5	41	49	329	40
14	4	от 50 до 100	9	12	4	5	68	64	324	48
15	2	от 50 до 100	8	13	3	5	71	62	327	54
16	2	от 0 до 50	5	11	3	11	43	53	314	61
16	1	от 50 до 100	19	19	7	17	75	54	365	50
17	1	от 0 до 50	10	10	6	8	42	45	360	42
17	2	от 50 до 100	7	7	3	4	66	53	328	43
19	1	от 50 до 100	6	8	2	4	64	42	339	51
Всего	20		11	15	5	9	58	52	339	48
Объем работ за 2004										
13	3	от 50 до 100	13	24	4	11	71	53	251	70
14	1	от 0 до 50	4	6	2	3	48	50	268	50
14	8	от 50 до 100	13	18	3	7	78	56	336	67
15	5	от 50 до 100	9	19	3	5	81	56	322	52
16	5	от 50 до 100	4	15	2	3	68	65	330	51
17	2	от 50 до 100	11	7	2	3	80	59	303	48
18	2	от 50 до 100	7	7	2	4	68	45	299	53
Всего	26		9	14	3	5	71	55	301	56

низкой подвижностью, высоким остаточным фактором сопротивления и ярко выраженными вязкоупругими свойствами [1-3].

Направленная изоляция применялась в пластах с поинтервальным обводнением скважин пластовой и закачиваемой водой, а также по заколонному пространству. Это характерно для многих скважин месторождения.

Ликвидация заколонных перетоков осуществляется через спецотверстия или нижние (верхние) интервалы перфорации.

Ликвидация нарушений герметичности эксплуатационной колонны производится в зависимости от характера нарушения с применением специальных тампонажных составов.

За период 2001 - 2011 гг. РИР были проведены на 1274 скважинах, в т. ч. в 2011 г. на 439 скважинах. Результаты РИР за период 2001 - 2011 гг. приведены в таблице 7.

Как следует из данных, представленных в таблице 7, в 2011 г. по сравнению с 2010 годом наблюдается увеличение объема работ по РИР в среднем в 4 раза. Дополнительная добыча нефти на скважину в 2011 г. снизилась по сравнению с 2010 годом с 3.4 до 2.4 т/сут, что ниже дополнительной добычи нефти на скважину по показателям проектного документа (4.2 т/сут). Успешность проведения работ в 2011 году выше проект-

ных показателей (55%), но ниже показателей 2010 года (3.4 т/сут). В целом от проведения РИР накопленная дополнительная добыча за период 2001-2011 гг. составила 548.47 тыс.т нефти.

Как видно из приведенных данных, наиболее эффективным, является метод ГРП с коэффициентом успешности 75%. Одним из важных факторов успешности проводимых ГРП является правильный подбор скважин. Для выполнения данной задачи проведен анализ 20 скважин месторождения, где ранее были проведены гидроразрывы пластов (10 скважин с эффектом и 10 неуспешных). Для анализа использовался метод форсированного отбора жидкости, разработанный В.Н.Щелкачевым [4]. Сущность метода заключается в определении скважин, перспективных для форсированных отборов жидкости [5]. Для каждой скважины построены графики и таблицы, отображающие динамику дебита жидкости и нефти (т/сут) и изменение процентного содержания нефти в жидкости. На рисунках 3 и 4 приведены примеры зависимости содержания нефти в добываемой из скважины жидкости от дебита в успешных и неуспешных скважинах.

В 90% скважин, исследованных из 10 успешных, при росте дебита жидкости процентное содержание нефти в жидкости возрастает, что прогнозирует получение эффекта от воздействия на скважину. На

рисунке 3 приведен пример по скважине 124.

В 8 скважинах из 10 безуспешных от ГРП (с отрицательным эффектом) на построенных зависимостях наблюдается устойчивое снижение процентного содержания нефти в жидкости при любом увеличении дебита (рис. 4, а) или хаотичное расположение точек (рис. 2, б). При получении таких зависимостей исследуемые скважины менее перспективны для проведения ГРП.

Таким образом, проведенный анализ показывает, что методика выбора скважин для форсированного отбора может быть применена для выбора скважин, перспективных с позиции проведения гидро-разрава пласта.

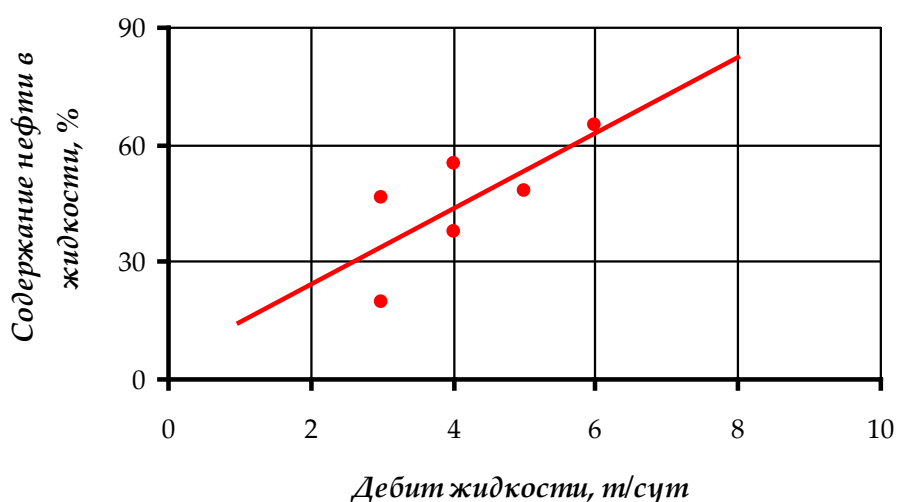


Рис.3. Зависимость содержания нефти в добываемой из скважины жидкости от ее дебита

Результаты РИР за период 2001-2011 гг.

Таблица 7

Показатели		2001-2011 гг.											Среднее значение
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Количество скважин	Всего	9	31	10	87	120	120	120	120	120	105	439	$\Sigma = 1274$
	с эффектом	5	10	6	57	68	77	50	100	77	82	200	$\Sigma = 732$
Дополнительная добыча нефти на скв, т/сут		3.9	3.3	6	3.5	4.5	4.6	4.4	4	2.9	3.4	2.4	4,1
Накопленная дополнительная добыча нефти, тыс.т		4.7	1.6	7.1	53.6	39.5	109	31.6	73.6	39.34	45.85	35.5	$\Sigma = 548.4$
Успешность, %		55	32	57	62	67	68	65	73	80	69	59	69

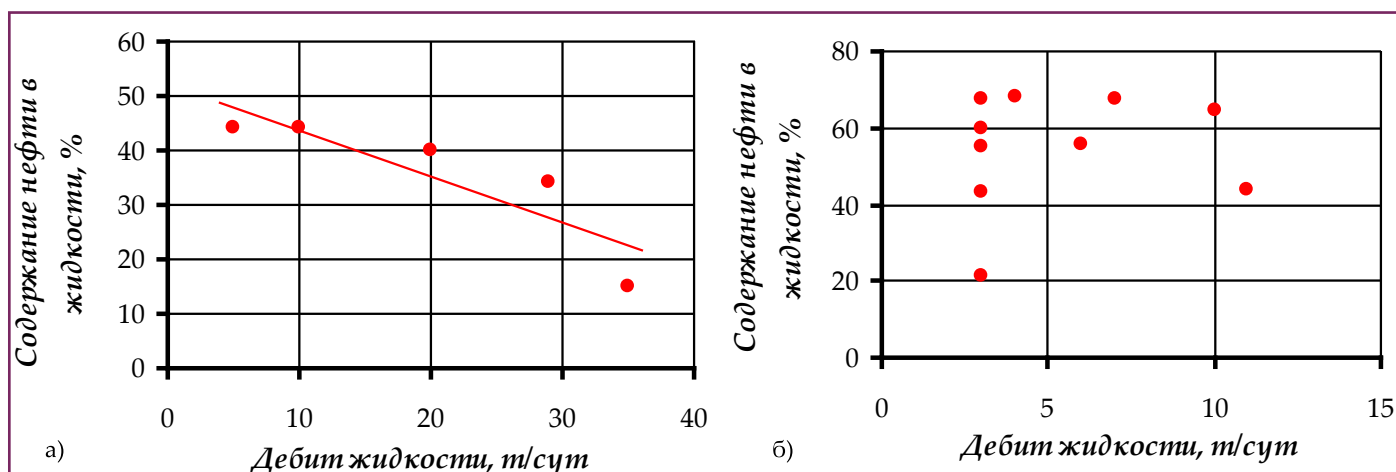


Рис.4. Зависимость содержания нефти в добываемой из скважины жидкости от ее дебита в скважинах а) 152 и б) 321

Литература

1. Б.А.Сулейманов. Особенности фильтрации гетерогенных систем. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.
(B.A.Suleimanov. Filtration features of heterogeneous systems. M.-Izhewsk: ICS, 2006)
2. Г.М.Панахов, Б.А.Сулейманов. Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем //Коллоидный журнал. -1995. -Т.57. -№3. -С.386-390.
(G.M.Panahov, B.A.Suleimanov. Specific features of the flow of suspensions and oil disperse systems //Colloid journal. - 1995. - Vol.57. -No3. -p.386 - 390.)
3. Б.А.Сулейманов, Ф.Х.Шахвердиев, Г.М.Панахов и др. Способ гидроразрыва пласта // Патент РФ №2122111, 1998.
(B.A.Suleimanov, A.H.Shakhverdiev, G.M.Mehdiyev et al. Method of hydraulic fracturing of formation //RU Patent №2122111, 1998)
4. В.Н.Щелкачев. Форсированный отбор жидкости как метод интенсификации нефти. М.: Гостоптехиздат, 1946.
(V.N.Shelkachyev. Forsirovanniy otbor zhidkosti kak metod intensivifikatsii nefti. M.: Gostoptehizdat, 1946)
5. Б.А.Сулейманов, М.С.Аскеров, Г.А.Валиев. О перспективах доработки горизонта ПК-5 (север) Сураханского месторождения //Азербайджанское нефтяное хозяйство. -2000. -№5. -С.16-21.
(B.A.Suleimanov, M.S.Askеров, G.A.Valiyev. Potential of re-development of horizon PK-5 (north) of Surakhany field //Azerbaijan oil industry. -2000. -No.5. -p.16-21)

The analysis of efficiency of existing methods of a stimulation of production of non-Newtonian oil on a field of "Uzen"

M.I.Kurbanbayev, S.S.Keldibayeva
(JSC "KazNIPIMunayGas")

Abstract

Oil in the "Uzen" field is non-Newtonian with a high paraffin content, asphalt and tar and its positive temperature curing. A long period of cold water injection is the possible cause of loss of asphalt and tar and poor permeability of the productive reservoirs. Contamination layer zones (CVC), high skin factor lead to a decrease in the productivity of wells. In order to increase production, at the various treatment methods have been applied at the bottomhole zone of wells. The most effective of these with 75% success rate is a method of hydraulic fracturing of the formation. One of the important factors of success of ongoing fracturing of wells is the correct choice. We present in this paper an analysis that shows a method of selection of wells that is promising from the point of fracturing.

"Uzen" yatağında qeyri-nyuton neftin hasilatının intensivləşdirilməsi üsullarının səmərəliliyinin təhlili

M.İ.Qurbanbayev, S.S.Keldibayeva
(SC "QazNIPIMunayQaz")

Xülasə

"Uzen" yatağının nefti yüksək parafinli, asfalt-qətran maddəli və müsbət temperaturda donma xassəyə malik qeyri-nyuton neftidir. Laylara uzun müddət soyuq suların vurulması asfalt-qətran maddələrin yaranması və məhsuldar layların keçiriciliyin azalmasına gətirib çıxarır. Layın quyudibi zonasının (LQZ) çirklənməsi, yüksək skin-faktorun olması quyuların məhsuldarlığını aşağı salır. Neft hasilatının intensivləşdirilməsi məqsədi ilə yataqlarda quyudibi zonaya təsirin müxtəlif üsulları tətbiq olunur. Bunlardan ən səmərəlisi 75% müvəffəqiyyət əmsalı olan layların hidravliki yarıma üsuludur (LHY). LHY-nin müvəffəqiyyətinin əsas amillərindən biri quyuların düzgün seçilməsidir. Hazırki işdə aparılan təhlil göstərir ki, sürətləndirilmiş seçmə üçün quyuların seçilmə üsulu LHY-nin keçirilməsi mövqeyindən perspektivli olan quyuların seçilməsində tətbiq oluna bilər.