

УДК 622.276.6  
МРНТИ 52.47.27

## ИЗУЧЕНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПЕННЫХ СИСТЕМ С ЦЕЛЬЮ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС

**А.А. Есетжанов, А.К. Жайлыбай, О.Б. Саенко, М.С. Сагындиқов**  
Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

*Термические методы повышения нефтеотдачи пластов являются традиционным подходом при первичной и вторичной разработке месторождений тяжелой нефти. Несмотря на эффективность таких методов, за счет наличия высокопроницаемых каналов наблюдаются прорывы рабочего агента в добывающие скважины, приводящие к резкому увеличению обводнённости добываемой продукции и повышению температуры забоя скважин.*

*В данной статье представлен литературный обзор мирового опыта применения различных технологий выравнивания профиля приёмистости в условиях паротеплового воздействия. На основе литературного обзора изучена применимость технологии пенных систем на месторождении Каражанбас, были проведены фильтрационные исследования по определению фактора сопротивления и коэффициента вытеснения. Полученные результаты подтвердили образование пены в пластовых условиях ростом сопротивления закачки при её фильтрации через образец керна и визуально на выходе из образца, прискость коэффициента вытеснения составил 17,41%. Научная новизна работы заключается в изучении применимости технологии выравнивания профиля приемистости с применением пены для условий месторождения Каражанбас, которая ранее не исследовалась и не была испытана ни на одном месторождении Казахстана.*

*Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, коэффициент вытеснения нефти, фактор сопротивления, фильтрационные исследования, пенный пар.*

### **Введение**

Большинство методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти нацелены на снижение её вязкости и повышение подвижности за счет нагнетания теплоносителей в пласт. Паротепловое воздействие (далее – ПТВ) является самым распространённым и одним из эффективных методов увеличения нефтеотдачи для таких месторождений [1]. Однако при реализации данной технологии существует ряд осложнений, приводящих к снижению эффективности процесса вытеснения. Одними из наиболее распространенных осложнений являются преждевременный прорыв рабочего агента в добывающие скважины и увеличение паронефтяного фактора. Такие негативные последствия появляются, в частности, по причине перемещения пара к верхней части коллектора из-за плотностного различия и наличия зон низких фильтрационных сопротивлений (далее – НФС). В целях недопущения или

уменьшения вышеупомянутых эффектов ПТВ, для обеспечения равномерного движения пара по пласту издавна используются комбинации с пенообразующими композициями на основе поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) [2].

Комбинирование водяного пара с неконденсирующимися газами (углекислым газом, азотом) повышает эффективность вытеснения нефти из пласта, и для предотвращения преждевременных прорывов по зонам НФС в пар добавляют термостойкие ПАВ, в результате чего образуется так называемый пенный пар (steam foam), характеризующийся более высокой вязкостью, что способствует увеличению охвата пласта рабочим агентом, обеспечивает более равномерное вытеснение нефти и предотвращает преждевременные прорывы пара в добывающие скважины.

В данной работе представлен анализ мирового опыта применения технологии выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП) паронагнетательных скважин

Таблица 1. Сводная информация по опыту закачки ПАВ на различных месторождениях мира [3]

Месторождение	Участок	Глубина, м	Эфф. толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, Д	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с *10 <sup>3</sup>	Сухость пара, %	Режим закачки	Концентрация ПАВ, %	Неконд. газ	Эфф. ПАВ, т/кг	Макс. темп. пара, °С	
Kern River	Green & Whittier Mecca	200	135	25	0,6	0,98	6,4	70	непр.	0,83	N <sub>2</sub> , потом прир. газ		190	
		305	22,5	30	1-5	0,98	1,78	70	цикл.	0,5	N <sub>2</sub>	0,05	170	
		135	24	23	2	0,99		80	полунепр.	1,2, 2,4, 5,0	N <sub>2</sub>	0,06-0,13		
		185	16	30		0,98		50	непр.	1,5	N <sub>2</sub>	0,03	150	
North Kern Front	Rosenberg 85A	480	18	33	2,21	0,98			цикл.		N <sub>2</sub>	0,95	200	
		685	36	33	2,2	0,97	4,5-10		непр.					
San Ardo	Cat Canyon	965	9				25		непр.	0,67	N <sub>2</sub>			
		345	24	22,8	0,48	0,97	0,8-1,1	50	непр.	1-8	CH <sub>4</sub>	0,17	240	
Winkleman Dome Nugget		425	120	35	1				цикл.					
		335	95	36,5	3,9	0,98	0,9	50	цикл.	0,1-0,5	N <sub>2</sub>	1,34	240	
		365	79	29	1,4	0,97	1,5	58	цикл.	0,5	N <sub>2</sub>	0,34	250	
		305	122	28	2	0,99				непр.		воздух		
		425	50	27	1-2					полунепр.	0,27	N <sub>2</sub>	0,08	240
Tia Juana	26C, 52BW	320	41	30	0,7-2			44-52	спец.	0,01-0,54	N <sub>2</sub>			
		305	24-51	38,1	1,55	0,99	2-6	85	непр.	0,25-2,0	N <sub>2</sub>		215	
Guadalupe	Legunillas	850	8,5	35		1,01	0,56	75	непр.	0,1-0,5	N <sub>2</sub>	0,05	265	
						0,97	0,5-1	50-70	непр.	0,5			265	
Bachaquero	Dome Tumbador	490	134	34		0,97	0,5-1	50	непр.	1			265	
		175	30	35	1,5-3,5	0,99		60	непр.	0,5	N <sub>2</sub>	0,06	235	
South Belridge	Gregoire Lake	180	41	30		0,98	1,6		полунепр.	0,5-1,0	N <sub>2</sub>	0,36	220	
							2000	80	полунепр.	0,2	N <sub>2</sub>	0,05-0,12	250	
Levantine Moreni	South Casper Creek	230	39	29	1	0,95	0,8	80	цикл.	1-2	N <sub>2</sub>		225	
		790	1,5-5,0	24	0,37-3,6	0,97	0,6			непр.	0,65	N <sub>2</sub>	290	
Cymric	4-10W Section 26W	305	13,5	39	0,5-2	0,98	2	82 потом 56	непр.	0,32			250	
		1300	20-45			0,98	3-10		непр.					
Shanjiasi	B6 Block	1360	11-14	25	2,67				смеш.				336	
		1320			2,4		320-560		смеш.				360	
Shengli	Gudao Block	1230	8-30,5	33,5	1,8	0,92	1,5-3,9	80-95+	непр.				310	
				30,4	2,2	0,94-0,97	11,3-21		цикл.					
Henan	75-245	91							цикл.					
		550-2400	10-100	20-35	0,3-5,5	0,96-1,01	0,5-500		цикл.					
Liaohu	Восток, Север	300-400	26-51	34	0,71-3,4	0,94	0,4-0,79	70-80					230-280	

(далее – ПНС) для условий высоковязкой и тяжелой нефти. Для оценки применимости технологии пенного пара в условиях м. Каражанбас выполнен сравнительный анализ основных характеристик данного месторождения и проектов-аналогов, подобран перспективный участок пилотного испытания и поставлен физический эксперимент на керновом материале с моделированием пластовых условий.

### **Литературный обзор технологии пенного пара**

Оказавшись на вскрытой поверхности в песчаном пласте, ПАВ образует сильную пену в зоне, в которой нет нефти, таким образом ненасыщенная нефтью область эффективно создает сопротивление потоку и перенаправляет пар в области пласта с высокой нефтенасыщенностью, тем самым увеличивает охват пласта воздействием пара, что впоследствии увеличивает нефтеотдачу пласта. В таблице ниже приведены основные параметры различных месторождений и выделены значения, которые близки к условиям м. Каражанбас.

Сопоставляя геолого-физические и технологические параметры разных проектов, становится видно, что испытание пенных систем проводилось в условиях залежей с самыми разными характеристиками. Глубина залегания изменяется с 135 м (м. Kern River) до 1300 м (месторождения Китая), эффективная толщина изменяется в диапазоне от 5 до 135 м, наиболее массивные залежи отмечаются на м. Kern River [4] и Midway Sunset [5]. Пористость по всем месторождениям составляет в среднем 20–35%, проницаемость изменяется в широких пределах – от 370 до 3900 мД. Если плотность нефти в поверхностных условиях составляет в среднем около 0,98 г/см<sup>3</sup>, то вязкость варьируется в широких пределах, начиная от 500 мПа\*с до нефтей, близких по свойствам к битумам, – 320 000–560 000 мПа\*с (м. Shengli) и 2 000 000 мПа\*с (м. Gregoire Lake) [6].

Процесс закачки пенного пара реализовывался в нескольких модификациях (режимах): непрерывной, циклической и смешанной. Все модификации имеют положительный опыт применения, при этом каждая имеет свои особенности. Например, непрерывный режим закачки позволяет достичь максимальных объемов дополнительной добычи, циклический – сократить затраты на ПАВ. Так, на

м. Gregoire Lake с целью сокращения расходов на ПАВ перешли с непрерывной закачки на циклическую. Объем добытой нефти на 1 кг ПАВ в проектах, где реализован вариант с непрерывной закачкой, составляет 0,02–0,17 т/кг, в проектах с циклической закачкой – 0,17–1,34 т/кг.

Сухость пара рассмотренных проектов – от 50% и выше, при этом заметного влияния степени сухости пара на технологическую эффективность не выявлено. Концентрация ПАВ, играющая решающую роль в процессе создания оторочки, в среднем варьировалась в пределах 0,5–2%. Степень влияния концентрации на технологическую эффективность отмечается при проекте опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) на поднятии Tumbador, где снижение концентрации ПАВ с 0,51% до 0,24% негативно отразилось на уровнях добычи [7]. Также можно отметить, что в большей части проектов с пенным паром закачивался неконденсирующийся газ (преимущественно азот). При этом установлено, что для образования пены необходимо наличие не менее 1% жидкой фазы от общего объема пара. Температура пенного пара по всем проектам составляла не выше 250°C в среднем. Расход пара изменялся в диапазоне 40–120 м<sup>3</sup>/сут эквивалента холодной воды.

### **Применимость технологии пенного пара для условий м. Каражанбас**

Месторождение Каражанбас было открыто в 1974 г., находится на промышленном этапе разработки с применением термических методов с 1984 г. [8]. Месторождение условно разделено на 4 участка: центральный, западный, восточный и северный. Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 2837 ед., фонд нагнетательных – 745 ед. Для поддержания пластового давления на центральном и западном участках закачивается горячая вода, а на восточном и северном участках – пар.

Рассмотрев геолого-физические и технологические характеристики различных месторождений мира (табл. 1), было выявлено, что по параметрам пористости и проницаемости условия м. Каражанбас совпадают с большей частью проектов. Плотность и вязкость нефти месторождения соответствуют нижнему пределу диапазона, а закачиваемый пар соответствует требованиям температуры и сухости.

### Подбор потенциальных участков для проведения ОПИ

Как правило, общими основными критериями для подбора участков для проведения технологии выравнивания профиля приёмности (далее – ВПП) являются вертикальная и площадная неоднородность пласта, неоднородный профиль приемности по геофизическим исследованиям

скважин (далее – ГИС), резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводнённости выше средних значений по объекту. Рассмотрев результаты промыслово-геофизических исследований скважин в районе зон ПТВ (уч. Восток), было отобрано 19 участков-элементов.

Таблица 2. Перечень потенциальных участков для ОПИ

Элемент/Нагн. скв.	Объект	Горизонт	Дата ГИС	Приёмность, т/сут	Перфорированная мощность, м
К-1	3	J1,D2	22 май 18	100	14,6
К-2	3	J1,D2	14 апр 19	143	36,9
К-3	3	D2	11 сен 15	238	22,2
К-4	3	D2	24 май 18	171	19,9
К-5	3	D2	24 сен 18	20	21,0
К-6	3	J1,J2,D2	21 июн 15	131	45,0
К-7	3	D2	12 сен 15	262	47,8
К-8	3	J1,D2	1 апр 18	229	33,4
К-9	3	J1,J2,D2	15 апр 19	114	24,8
К-10	3	J1,D2	–	202	35,4
К-11	3	J1,D2	–	34	26,2
К-12	3	D2	–	233	22,3
К-13	3	J1,D2	–	61	29,0
К-14	3	D2	–	55	12,1
К-15	3	J1,D2	5 май 19	63	19,7
К-16	1	A1,V,B	28 июл 16	112	16,4
К-17	1	A1,V,B	7 апр 18	–	13,0
К-18	2	G	3 июн 17	269	14,6
К-19	3	J1,J2	16 июл 18	139	30,5

### Выбор участка для ОПИ

Для ОПИ предлагаемой технологии был выбран участок на 3-м объекте в восточной части месторождения, включающий нагнетательные скв. К-4 и К-3, образующие 2 совмещённых элемента разработки. Пар закачивается с достаточно высокой приёмностью 238 т/сут (скв. К-3) и 171 т/сут (скв. К-4). В реагирующей добывающей скв. К-3\_1 (скв. 4827 на карте) с 2018 г. неоднократно регистрировались прорывы закачиваемого агента. Согласно картам изотерм (рис. 1) по состоянию на 1 января 2020 г., в скважинах, расположенных в одном ряду со скв. К-3\_1, наблюдается высокая пластовая температура – порядка 90–100°С. В угловых скважинах по оба края участка также отмечается высокая температура на забое от 83°С до 94°С.

Поскольку выявить источник прорыва не представляется возможным, предлагается закачать ПАВ в обе нагнетательные скважины, исключая таким образом влияние с двух сторон; влияние соседней с южной части скв. 7211 исключено ввиду низкой приёмности (8 т/сут).

Предоставленные промыслом материалы ГИС (рис. 2) показали в обеих нагнетательных скважинах неравномерный профиль приемности. В скв. К-3 основная часть пара (73%) уходит в верхнюю часть интервала. Аналогичное распределение наблюдается в скв. К-4, верхняя часть интервала поглощает 62% закачиваемого пара, при этом самый нижний интервал не работает вообще, что ещё раз обосновывает выбор данного участка для проведения ОПИ технологии пенного ПАВ.

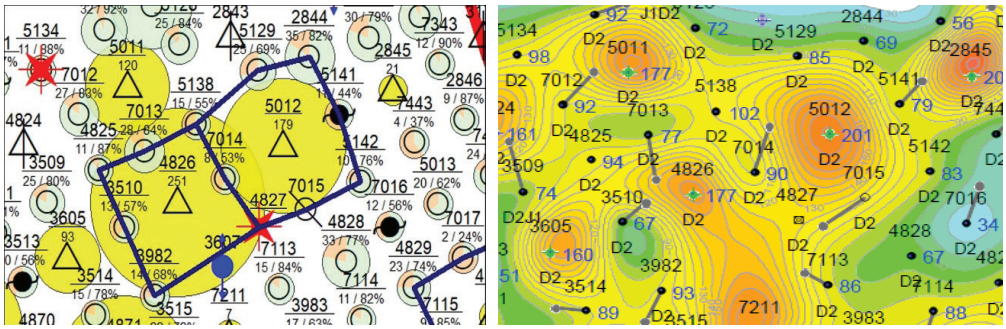
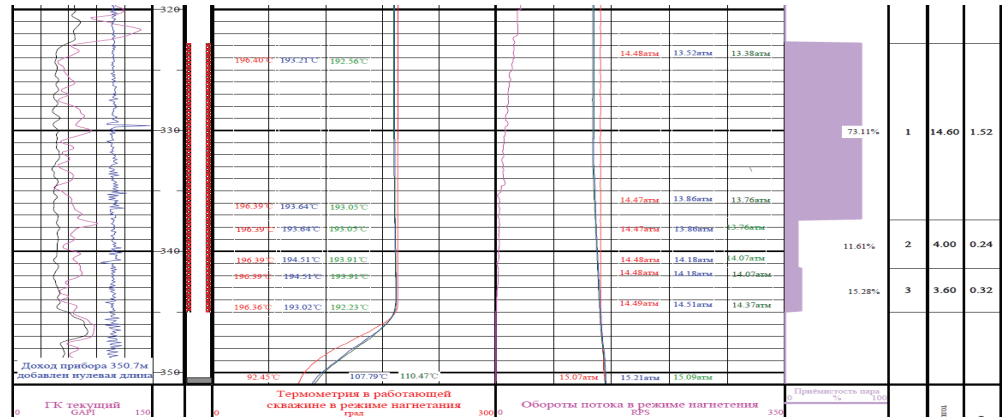
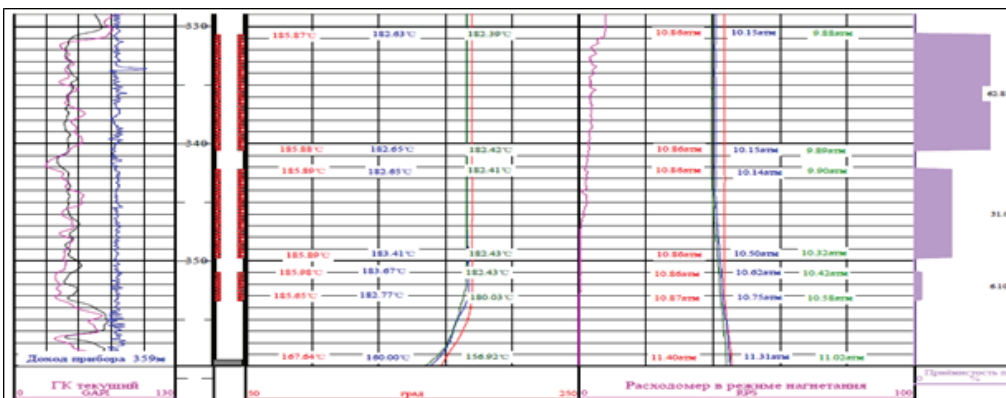


Рисунок 1. Карты текущих отборов и изотерм выбранного участка



а)



б)

Рисунок 2. Планшеты ГИС определение профиля приёмности/притока скв. К-3 и К-4  
а) скв. К-3; б) скв. К-4

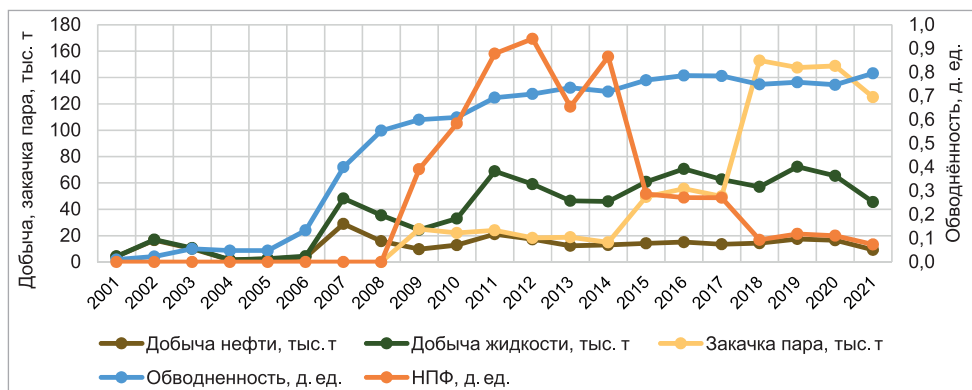


Рисунок 3. Динамика технологических показателей участка

### Фильтрационные исследования керна

### Образцы породы

Для проведения лабораторных испытаний химических композиций для условий м. Каражанбас из имеющейся коллекции выбраны 4 образца керна из скв. 7415.

Данная скважина имеет схожие фильтрационно-емкостные свойства со скв. К-4, выбранной потенциальным кандидатом на ОПИ.

Образцы были предварительно подготовлены, проведены замеры пористости и проницаемости на калибровочном приборе UltraPoroPerm-500.

Таблица 3. Результаты стандартного комплекса исследований отобранных образцов

№	Скв.	Гор.	Лаб. номер образца	Глубина отбора образца, м	Открытая пористость по гелию, д. ед.	Проницаемость для газа, $\times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Объем пор, см <sup>3</sup>
1	7415	Д-2	82	323,3	0,358	2060	19,875
2	7415	Ю-1	172	357,47	0,375	2310	20,358
3	7415	Ю-1	174	357,62	0,375	2010	21,043
4	7415	Ю-1	179	358,21	0,375	2270	19,273

### ПАВ

При проведении исследований был использован специальный ПАВ, предназначенный для повышения нефтедобычи, в виде готового раствора. Согласно техни-

ческому паспорту раствор химически стабилен при высоких температурах и характеризуется высокой устойчивостью фаз в присутствии растворов с различной минерализацией.

Таблица 4. Физико-химические свойства ПАВ

Параметр	Значение
Активные вещества, весовой %	19–20%
Внешний вид	светло-коричневая жидкость
Запах	от слабопахнущего до не имеющего запаха
Растворимость в воде	легкорастворимые
Температура застывания, °С	<-40
pH, 1% водного раствора при 20°С	9,5–11,5
Вязкость при -40°С, сП	500
Вязкость при 0°С, сП	40
Вязкость при 25°С, сП	18
Удельная плотность при 20°С	1,103



### Нефть и вода

Нефть м. Каражанбас относится к категории высокосмолистых и сернистых. Промысловая нефть с м. Каражанбас отбиралась специалистами филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунай-газ» согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». По результатам исследований глубинных проб пластовой нефти из скв. 4872 на дату 08.09.2015 г. вязкость пластовой нефти горизонта Д2 + Ю1 варьируется в диапазоне от 770 до 790 мПа\*с [9]. Динамическая вязкость и плотность отобранной для исследований пробы нефти составили при пластовой температуре в поверхностных условиях 860 мПа\*с и 0,94 г/см<sup>3</sup> соответственно. Для моделирования пластовых условий при проведении эксперимента по вытеснению нефти вязкость нефти довели до значения 770 мПа\*с в пластовых

условиях путем разбавления керосином. В качестве рабочего агента использовали пресную волжскую воду с температурой 150°С, при этом условии она находится в жидком фазовом состоянии. Для проведения эксперимента по определению фактора сопротивления использовалась модель пластовой воды с минерализацией 33,34 г/л (значения минерализации пластовой воды исследуемого участка варьируются в пределах 29,4–38,8 г/л) и динамической вязкостью 0,83 мПа\*с. Ниже приведена таблица с химическим составом используемых для эксперимента вод и пластовой воды (для сравнения).

Подготовленные пробы воды и нефти были предварительно отфильтрованы для устранения механических примесей диаметром более 0,45 мкм в соответствии с техническими характеристиками применяемого оборудования.

Таблица 5. Химический состав используемых вод

Тип воды	Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>	рН	Содержание ионов, г/дм <sup>3</sup>							Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>
			НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup>	СО <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Сl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	
Пластовая вода	1,023–1,040	6,4–6,8	0,27–0,43	не обн.	не обн.	29,4–37,7	1,0–2,4	0,36–1,2	9,1–18,1	29,4–37,7
Модель пластовой воды	1,023	6,5	0,47	–	–	20,3	1,5	0,6	10,47	33,34
Волжская вода	0,998	7,5	0,12	не обн.	0,03	0,03	0,04	0,006	0,02	0,25

### Процедуры

Фильтрационные исследования проводились с созданием термобарических условий м. Каражанбас на фильтрационной установке «ПИК-ОФП-FD» (рис. 4), предназначенной для исследований относительной проницаемости при фильтрации

двухфазных потоков, определения коэффициента вытеснения нефти различными агентами в пластовых условиях, определения остаточной водонасыщенности.

Гидравлическая схема установки представлена на рис. 5.



Рисунок 4. Фото установки «ПИК-ОФП-FD»

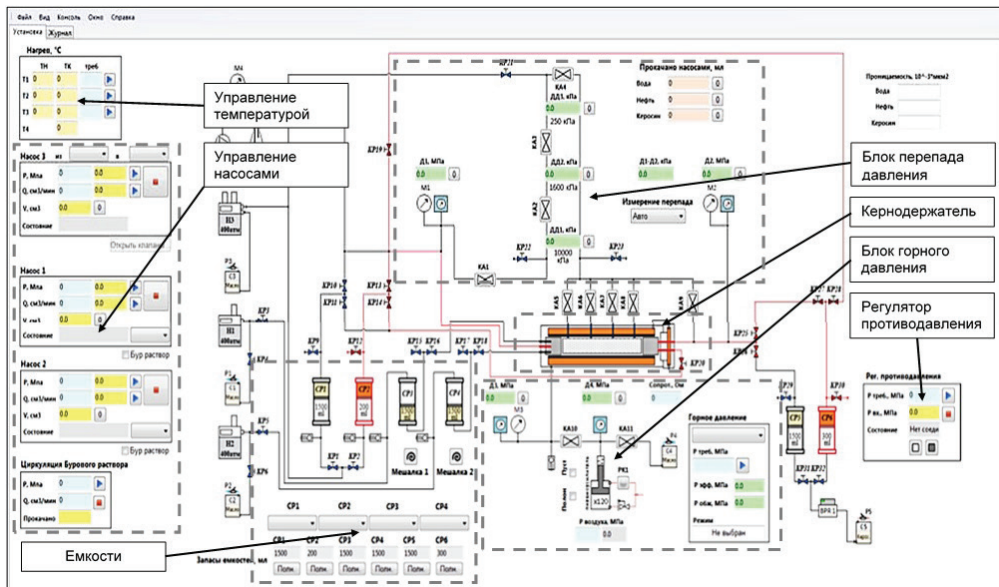


Рисунок 5. Гидравлическая схема установки «ПИК-ОФП-FD»

Эксперименты проводились при следующих условиях: пластовая температура – 28°C, горное давление – 5,5 МПа, пластовое давление – 3,5 МПа. Образцы керна предварительно насыщались на автосатураторе «ПИК-СК». Общий расход пенного ПАВ составил 0,5 мл/мин, в т.ч. расход ПАВ – 0,35 мл/мин, расход азота – 0,15 мл/мин.

### Результаты и обсуждения

Эксперимент по определению фактора сопротивления выполнен на образце с лабораторным № 82 в режиме постоянного расхода (изменяющихся перепадов давления). На первом этапе при проведении фильтрационных исследований через образцы керна прокачивалась модель пластовой воды при скорости 0,5 мл/мин, соответствующей притоку жидкости из пласта в скважину. После стабилизации перепада давления проводился замер начальной проницаемости породы по воде. Далее проводилась закачка пресной воды для имитации парозакачки, замерялась проницаемость. Далее проводилась закачка раствора ПАВ 0,5% при температуре 150°C совместно с азотом с последующей выдержкой образца в статике при пластовых условиях в течение 12 ч. Объем пенного пара составил 3 поровых

объема с максимальным значением перепада давления 82 кПа. После этого вновь закачивалась пресная вода при скорости 0,5 мл/мин и замерялась проницаемость образца керна по воде после закачки ПАВ. После прокачки 1,5 поровых объема пенного ПАВ наблюдался выход пены из образца (рис. 6).

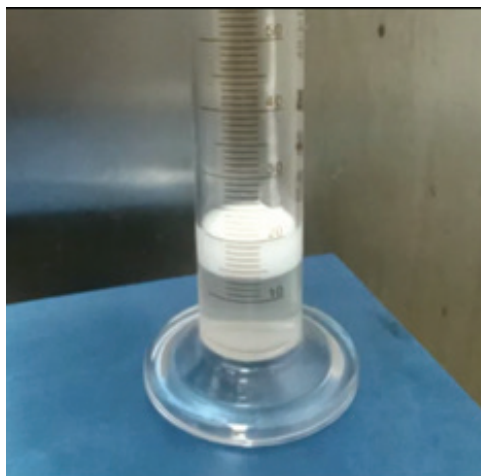


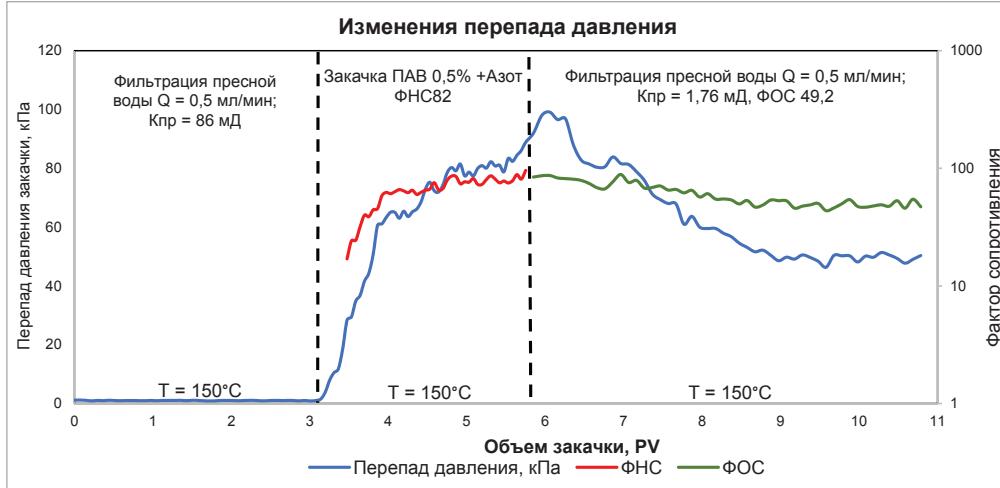
Рисунок 6. Выход пены из образца № 82

Полученные в ходе проведенных экспериментов результаты представлены в табл. 6 и на рис. 7.



**Таблица 6. Результаты фильтрационных экспериментов по определению фактора сопротивления на образце № 82**

Параметр	Ед. изм.	Образец № 82	
		до закачки ПАВ	после закачки ПАВ
Градиент давления закачки пресной воды	атм/м	0,18	8,6
Проницаемость по пресной воде	мД	85,96	1,76
Снижение проницаемости	%	98,0	
Фактор начального сопротивления (ФНС)		81,8	
Фактор остаточного сопротивления (ФОС)		49,2	



**Рисунок 7. График изменения перепада давления от объема закачки рабочего агента**

Как видно из табл. 6 и рис. 7, пенный ПАВ, исследуемый на керновом материале м. Каражанбас, при пластовых условиях создает высокий фактор остаточного сопротивления и существенно снижает проницаемость керна по пресной воде (на 98,0%). По результатам фильтрационных исследований была оценена кажущаяся вязкость пенного пара. Фактор сопротивления равен  $k/\mu$  при закачке пенной системы, а фактор остаточного сопротивления равен  $k/\mu$  при закачке пара после обработки пенной системой. Фактор остаточного сопротивления (далее – ФОС) учитывает снижение проницаемости при одинаковой вязкости рабочего агента, а фактор сопротивления (далее – ФНС) дополнительно учитывает увеличение вязкости пенной системы при фильтрации, поэтому кажущаяся вязкость равна соотношению ФНС/ФОС, после расчетов была получена вязкость пенной системы в 1,66 сП.

*Комплексное исследование по определению коэффициента вытеснения нефти горячей водой (150°C) с применением закачки азота и ПАВ 0,5% выполнено*

на составном образце керна, состоящем из образцов № 172, 174 и 179 скв. 7415 м. Каражанбас, в режиме постоянного расхода при изменяющихся перепадах давления. В начале эксперимента через образцы керна прокачивалась вода (модель пластовой воды, 28°C) при скорости 0,5 мл/мин, соответствующей притоку жидкости из пласта в скважину, до стабилизации перепада давления для определения исходной проницаемости породы по воде. После этого была закачана пластовая нефть для создания модели пласта с остаточной водонасыщенностью и замерена проницаемость по нефти. Далее нефть вытеснялась горячей волжской водой с температурой 150°C. По мере прокачки каждого порового объема проводился контроль объема вышедших воды и нефти из составного образца, исходя из которых на каждом отрезке времени рассчитали дебиты и произвели расчет обводненности. После прокачки 6 поровых объемов горячей воды был определен коэффициент вытеснения нефти водой. Затем закачан раствор ПАВ 0,5% при температуре 150°C совместно с азотом

при скорости 0,5 мл/мин. Составной образец керна был выдержан в статике при пластовых условиях в течение 12 ч, после чего закачивалась горячая волжская вода (150°С) при скорости 0,5 мл/мин. Оценка

дополнительно вытесненной нефти была определена после прокачки 4,5 поровых объема горячей воды. Визуальное наблюдение выхода пены из образца представлено на рис. 8.

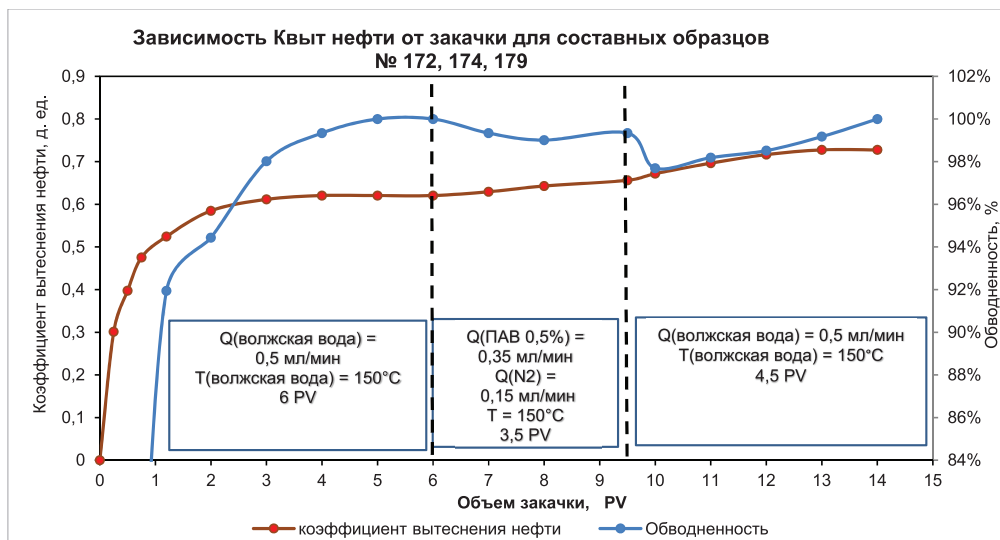


Рисунок 8. Выход пены из составного образца № 172, 174, 179

Результаты эксперимента представлены в табл. 7 и на рис. 9.

Таблица 7. Результаты фильтрационных экспериментов по определению коэффициента вытеснения нефти на составных образцах № 172, 174, 179

Параметр	Ед. изм.	Составные образцы № 172,174,179	
		до закачки ПАВ	после закачки ПАВ
Прокачка пресной горячей воды (Т=150°С) до ПАВ	поровый объем (PV)	6	
Прокачка ПАВ+Азот	поровый объем (PV)	3,5	
Прокачка пресной горячей воды (Т=150°С) после ПАВ	поровый объем (PV)	4,5	
Обводнённость	%	100	98,19
Проницаемость по горячей воде (Т=150°С)	мД	1,95	
Коэффициент вытеснения нефти горячей водой до пенной системы	д. ед.	0,62	
Коэффициент вытеснения нефти горячей водой после пенной системы	д. ед.	0,728	
Прирост коэффициента вытеснения	%	17,41	



**Рисунок 9. Процесс вытеснения нефти с использованием пенного ПАВ на составном образце (№ 172,174,179)**

Из полученного графика (рис. 9) видно, что после закачки ПАВ происходит увеличение коэффициента вытеснения (с 0,62 до 0,73) и снижение обводнённости (со 100% до 98,19%).

### Выводы

Полученные результаты лабораторных исследований подтвердили образование пены в пластовых условиях ростом сопротивления закачки при её фильтрации через образец зерна и визуальными наблюдениями. Применение пенной системы обеспечило увеличение коэффициента вытеснения нефти из составного образца зерна м. Каражанбас на 17,41%.

Подводя итоги по сопоставлению характеристик различных месторождений мира, где были успешно применены технологии пенных систем, с условиями м. Каражанбас и обобщению результатов, полученных в ходе фильтрационных экспериментов и проведенных в условиях, максимально приближенных к технологическим и пластовым условиям м. Каражанбас, можно сделать вывод о высоком потенциале ВПП на основе пенных систем. Ожидаемым результатом промышленного внедрения технологии будет блокировка путей нежелательного ухода пара, вследствие чего увеличится охват пласта воздействием пара и повысится нефтеотдача.

### Список использованной литературы

- Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. – SPE Textbook Series, v. 6, Richardson, Texas, 1998.
- Hirasaki G.J. The Steam-Foam Process. – Journal of Petroleum Technology, 1989, 41 (5): 449-456. SPE-19505-PA.
- Мухамбетов Б.Т., Сагындииков М.С., Кали М.Е., Абишев А.Е. и др. Отчет КазНИПИмунайгаз «Инженерно-техническое сопровождение технологии выравнивания профиля приёмистости в паронагнетательных скважинах на месторождении Каражанбас». – Актау, 2020. // Muhambetov B.T., Sagyndikov M.S., Kali M.E., Abishev A.E. and others. Otchet KazNIPImunajgaz «Inzhenerno-tehnicheskoe soprovozhdenie tehnologii vyravnivaniya profilya prijomistosti v paronagnetatel'nyh skvazhinah na mestorozhdenii Karazhanbas» [Report of KazNIPImunajgas on "Engineering and technical support for the technology of leveling the injectivity profile in steam injection wells at the Karazhanbas field"]. – Aktau, 2020.
- Patzek T.W., Koinis M.T. Kern River Steam-Foam Pilots. – Journal of Petroleum Technology, 1990, 42 (04), p. 496-503. SPE-17380-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/17380-PA>.

5. Ploeg J.F., Duerksen J.H. Two Successful Steam/Foam Field Tests, Sections 15A and 26C, Midway-Sunset Field. – SPE-13609-MS, 1985. DOI: <https://doi.org/10.2118/13609-MS1985>.

6. Delamaide E., Cuenca A., Chabert M. State of the Art Review of the Steam Foam Process. – SPE-181160-MS, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/181160-MS>

7. Mohammadi S.S., Tenzer J.R. Steam-Foam Pilot Project at Dome-Tumbador, Midway Sunset Field: Part 2. – SPE-20201-MS, 1990. DOI: <https://doi.org/10.2118/20201-MS>.

8. Сургучёв М.Л., Гарушев А.Р., Боксерман А.А., Иванов В.А. и др. Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов. – Краснодар, РосНИПИтермнефть, 1984. // Surguchjov M.L., Garushev A.R., Bokserman A.A., Ivanov V.A. and others. Tehnologicheskaja shema razrabotki mestorozhdenija Karazhanbas s primeneniem termicheskix metodov [Technological scheme for the development of the Karazhanbas field using thermal methods]. – Krasnodar, RosNIPItermneft', 1984.

9. Гимадиева О.М., Курбанбаева А.М., Нугманов Б.Х. и др. Отчет КазНИПИмунайгаз «Анализ разработки месторождения Каражанбас» – Актау, 2020. // Gimadiev O.M., Kurbanbaeva A.M., Nugmanov B.H. and others. Otchet KazNIPImunajgaz «Analiz razrabotki mestorozhdenija Karazhanbas» ["Report of KazNIPImunajgaz on "Analysis of the development of the Karazhanbas field"] – Aktau, 2020.

## ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫ ЖАҒДАЙЫНДА БУ АЙДАУ ҰҢҒЫМАЛАРЫНЫҢ ҚАБЫЛДАҒЫШТЫҚ ПРОФИЛІН ТЕГІСТЕУ МАҚСАТЫМЕН КӨБІКТІ ЖҮЙЕЛЕР ТЕХНОЛОГИЯСЫ ҚОЛДАНЫЛУЫН ЗЕРТТЕУ

**А.А. Есетжанов, А.К. Жайлыбай, О.Б. Саенко, М.С. Сағындықов**

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС-нің «ҚазМұнайГазГЗЖИ» филиалы, Актау қ-сы, Қазақстан

*Термиялық мұнай қарқындылығын арттырудың әдістері – ауыр мұнай кен орындарын бірінші және екінші игеруінде дәстүрлі әдісі болып табылады. Аталған әдістердің тиімділігіне қарамастан, жоғары өткізгіш арналардың болуына байланысты өндірістік ұңғымаларда жұмыс агентінің серпілістері байқалады, бұл өнімнің тез сулануына және ұңғыма түбі температурасының өсуіне әкеледі.*

*Бұл мақалада бу-термиялық әсер ету жағдайында қабылдағыштық профильді тегістеудің әр түрлі технологияларын қолданудың әлемдік тәжірибесіне әдеби шолу ұсынылған. Әдеби шолу негізінде Қаражанбас кен орнында көбік жүйелері технологиясын қолдану мүмкіндігі зерттелді, кедергі коэффициенті мен ығысу тиімділігін анықтау үшін зерттеулер жүргізілді. Алынған нәтижелер коллектор жағдайында көбік түзілуін растады және ығысу тиімділігінің артуы 17,41% құрады. Жұмыстың ғылыми жаңалығы Қазақстанның бірде-бір кен орнында бұрын зерттелмеген және сынақтан өтпеген көбік негізіндегі қабылдағыштық профильді тегістеу технологиясының Қаражанбас кен орны жағдайында қолдану мүмкіндігін зерттеуде.*

*Негізгі сөздер: беттік-белсенді зат, мұнайды ығыстыру коэффициенті, кедергі факторы, фильтрация зерттеулері, көбік буы.*

## STUDY OF THE APPLICABILITY OF FOAM FOR STEAM CONFORMANCE CONTROL TO CONDITIONS OF THE KARAZHANBAS FIELD

**A.A. Yessetzhanov, A.K. Zhailybay, O.B. Sayenko, M.S. Sagyndikov**

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

*Thermal enhanced oil recovery methods are a traditional approach in the primary and secondary development of heavy oil fields. Despite the effectiveness of such methods, there are breakthroughs of working fluid into production wells due to the presence of high permeability channels, resulting in a sharp increase in the watercut and an increase in the bottom hole temperature.*

*The article presents a literature review of the world experience in application of various steam conformance control methods. Based on the literature review, the applicability of foam systems at the Karazhanbas field was studied; core flood experiments were carried out to determine resistance factor and displacement efficiency. Obtained results confirm the formation of foam in reservoir conditions by increase in injection resistance during its filtration through core sample and visually at the outlet, the increase in displacement efficiency was 17,41%. The scientific novelty of the work lies in the study of the applicability of steam conformance control technology based on foam, which has not been previously studied and tested at any field in Kazakhstan.*

*Key words: surfactant, oil displacement ratio, resistance factor, filtration studies, steam foam.*

### **Информация об авторах**

**\*Есетжанов Асхат Абаевич** – старший инженер лаборатории стандартного анализа керна, [yessetzhanov\\_a@kaznipi.kz](mailto:yessetzhanov_a@kaznipi.kz).

**Жайлыбай Амандык Камысбайұлы** – старший инженер службы повышения нефтеотдачи пластов, [zhailybay\\_a@kaznipi.kz](mailto:zhailybay_a@kaznipi.kz).

**Саенко Ольга Бертовна** – директор департамента лабораторных исследований, [sayenko\\_o@kaznipi.kz](mailto:sayenko_o@kaznipi.kz).

**Сагындииков Марат Серикович** – руководитель службы повышения нефтеотдачи пластов, [sagyndikov\\_m@kaznipi.kz](mailto:sagyndikov_m@kaznipi.kz).

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

*\*Автор, ответственный за переписку*