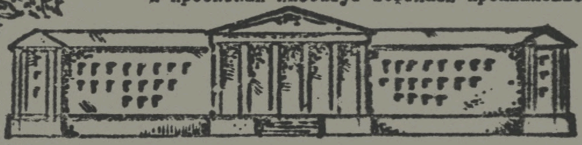
Министерство нефтяной промышленности
Производственное ордена Ленина объединение Башнефть
Башкирский государственный научно-исследовательский
и проектный институт нефтяной промышленности



БАШНИПИНЕФТЬ ОНТИ

РУКОВОДСТВО

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДА ЗАВОДНЕНИЯ С ВОДОРАСТВОРИМЫМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ (ПАВ)

РД 39-I-I99-79

УФА·1979

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Ордена Ленина производственное объединение Башнефть

Башкирский государственный научно-исследовательский
и проектный институт нефтяной промышленности
(Башнипинефть)

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Министра нефтяной
промышленности



_____ Э.М.Халимов

"9" ___11___ 1979 года

Р У К О В О Д С Т В О

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДА ЗАВОДНЕНИЯ С ВОДОРАСТВОРИМЫМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ (ПАВ)

РД 39 - I - 199 - 79

Уфа. 1979

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящее Руководство составлено во исполнение приказа Министерства нефтяной промышленности от 29 октября 1976 года № 592 "О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр".

В Руководстве приводятся физико-химические свойства поверхностно-активных веществ (ПАВ) и требования, предъявляемые к ним при использовании для увеличения нефтеотдачи и ускорения темпов разработки нефтяных залежей, излагаются методики оценки свойств ПАВ, определения параметров вытеснения нефти растворами ПАВ, расчета основных технико-экономических показателей разработки нефтяных залежей с применением ПАВ и определения технологической эффективности применения ПАВ по результатам промысловых исследований.

С введением настоящего Руководства утрачивает силу временное руководство " Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) при заводнении нефтяных пластов с целью увеличения нефтеотдачи", Уфа, 1973 .

Авторами Руководства являются Бабалян Г.А. (руководитель), Тумасян А.Б., Леви Б.И., Штангеев А.Л., Пономарев С.А., Девликамов В.В., Федорако А.Б., Мельников А.И., Бабалян П.И., Зайдель Я.М., Санкин В.А., Ганиев Р.Р., Дзюба В.И., Шигапова С.М., Асанбаева Д.К., Тарасова Н.И., Шафина Э.Т., Сиразетдинов Р.У.

Пункт 3.10. Руководства "Влияние геологической неоднородности на оценку нефтеотдачи" составлен Хайретдиновым Н.Ш., Токаревым М.В., Щербининым В.Г.

В составлении Руководства принимали участие Насртдинов М.Н., Муллагалямов Т.Ш., Житяева Л.В., Максимова Т.Н., Родионов В.П., Петрова Т.Н.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДА ЗАВОДНЕНИЯ С ВОДОРАСТВОРИМЫМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ (ПАВ)

РД 39-I-I99-79

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 359 от I9 июля I979 г.

срок введения установлен с I ноября I979 г.

Заводнение нефтяных пластов с водорастворимыми поверхностно-активными веществами (ПАВ) рассматривается как один из перспективных методов увеличения нефтеотдачи и ускорения темпов разработки нефтяных залежей. В приказе Министерства нефтяной промышленности № 592 от 29 октября I976 г. " О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр" определена программа работ по испытанию и внедрению данного метода, а также по созданию необходимых для этого ПАВ и организации их производства.

Настоящее Руководство по проектированию и применению метода заводнения с водорастворимыми ПАВ, именуемое в дальнейшем "Руководство", составлено с целью упорядочения комплекса работ, необходимых для проектирования, разработки и обустройства нефтяных месторождений и оценки эффективности применения ПАВ при заводнении нефтяных пластов.

Руководство определяет основные требования к ПАВ и условия наиболее эффективного применения, требования к оборудованию и обустройству месторождений, а также правила проектирования сооружений по приготовлению и закачке растворов ПАВ и правила техники безопасности и защиты окружающей природной среды.

В Руководстве приведены методики оценки свойств ПАВ, определения исходных зависимостей и расчета основных технико-экономических показателей разработки месторождений с применением ПАВ и оценки эффективности их применения по данным промысловых исследований.

В приложении к Руководству в качестве справочного материала приведены некоторые результаты экспериментальных исследований и промысловых испытаний ПАВ в Советском Союзе и за рубежом.

Руководящий документ обязателен для предприятий и организаций Миннефтепрома, осуществляющих метод заводнения пластов с использованием ПАВ.

I. ОСОБЕННОСТИ МЕТОДА

Увеличение нефтеотдачи и темпов разработки нефтяных залежей является одной из основных проблем нефтяной промышленности. Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что величина нефтеотдачи, при существующих методах разработки, не превышает 40-50%. Особенно низка нефтеотдача при режиме растворенного газа (25-30%), несколько выше (30-40%) при режиме газовой шапки. Наибольшая нефтеотдача (40-70%) достигается из заводняемых пластов. Однако не всегда удается эффективно осуществлять заводнение пластов из-за малой проницаемости и неоднородности пластов, высокой вязкости нефти и т.д. Так нефтеотдача угленосной толщи Арланского месторождения, характеризующегося высокой вязкостью нефти (до 30 спз) и неоднородностью пластов, при обычном заводнении не будет превышать 35-40%.

Заводнение пластов является основным методом разработки нефтяных залежей. Повышение эффективности заводнения проще всего может быть достигнуто за счет улучшения нефтевытесняющих и нефтеотмывающих свойств воды, закачиваемой воды. Как показывают исследования, одним из наиболее доступных способов повышения эффективности вытеснения нефти водой является добавка к воде ПАВ.

По данным экспериментальных и теоретических исследований заводнение растворами ПАВ позволит по сравнению с закачкой пресной воды увеличить нефтеотдачу пластов на 3-5% и в I,3-I,5 раза повысить темпы разработки, а также снизить расход воды на вытеснение нефти. Более высокий прирост

нефтеотдачи и лучшие экономические показатели достигаются в случае применения ПАВ на ранней стадии заводнения.

Важным преимуществом метода заводнения пластов с водорастворимыми ПАВ по сравнению с рядом других методов увеличения нефтеотдачи является возможность внедрения в больших объемах при относительно невысоких дополнительных капложениях в обустройство промыслов. Данный метод может сочетаться с другими методами повышения нефтеотдачи, а ПАВ - с другими химическими продуктами, применяемыми для этой цели.

2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

2.I. Механизм действия ПАВ

По существующим представлениям, базирующимся на результатах многочисленных работ отечественных и зарубежных исследователей, эффективность применения ПАВ при вытеснении нефти водой обусловлена рядом факторов.

Под действием ПАВ, сильно снижающих поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода, в порах коллектора создаются условия для диспергирования нефти в потоке воды. Вместе с тем, ПАВ, адсорбируясь на поверхности капель нефти и породы, препятствуют коалесценции капель и прилипанию их к породе. При низком поверхностном натяжении капли нефти легко деформируются, благодаря чему уменьшается работа, необходимая для проталкивания их через сужения пор и возрастает скорость течения их в пласте [I-4]

Водные растворы многих ПАВ проявляют моющее действие по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой, способствуя разрыву пленки и диспергированию нефти в водной фазе, и стабилизируют образовавшуюся при этом дисперсию. Адсорбируясь на поверхности раздела нефти с водой и вытесняя активные компоненты нефти, создающие на поверхности раздела адсорбционные слои с высокой прочностью, ПАВ облегчают деформацию менисков в порах-капиллярах пласта, благодаря чему ускоряется процесс капиллярного впитывания воды. При этом значительно ускоряются также процессы противоточной капиллярной пропитки в неоднородных пластах [I-5].

В результате действия перечисленных факторов снижается давление нагнетания и удельный расход воды, повышается охват

пластов заводнением, что особенно важно при разработке неоднородных коллекторов, значительно возрастает нефтеотдача и сокращаются сроки разработки залежей.

2.2. Общие сведения о ПАВ

Поверхностно-активными называются вещества, способные из раствора (истинного или коллоидного) в жидкой среде адсорбироваться на поверхности раздела фаз жидкость - газ (пар), жидкость - жидкость, жидкость - твердое тело с соответствующим понижением свободной поверхностной энергии (поверхностного натяжения) на этой поверхности. Для типичных ПАВ характерно определенное дифильное строение их молекул. Вещество, поверхностно-активное на одной границе раздела, на другой границе может быть инактивным (не способным к адсорбции). При хемосорбции ПАВ (например, флотационных реагентов) на твердых поверхностях возможно повышение свободной поверхностной энергии при общем понижении энергии системы в целом (за счет химической реакции ПАВ с поверхностью). [8].

Молекулы обычных ПАВ имеют ассиметричное строение и содержат полярные гидрофильные группы, имеющие сродство к воде, и углеводородные гидрофобные радикалы, имеющие сродство к углеводородам. В поверхностном слое, например, на границе раздела нефть - вода молекулы ПАВ ориентированы так, что полярная часть обращена к воде, а гидрофобная-к нефти. Поверхностная активность этих веществ, определяемая, как известно, производной $\frac{\partial \sigma}{\partial C}$, зависит от характера гидрофильной и гидрофобной групп и их сродства к граничащим фазам (Здесь σ - поверхностное натяжение на поверхности раздела соприкасающихся фаз, С - концентрация ПАВ).

По химическим свойствам обычные ПАВ делятся на ионогенные и неионогенные, что связано с их способностью диссоциировать или практически не диссоциировать на ионы в водных растворах. Ионогенные ПАВ в свою очередь подразделяются на анионоактивные, катионоактивные и амфолитные (амфотерные). Анионоактивные ПАВ при диссоциации образуют в водных растворах поверхностно-активные анионы, в состав которых входит углеводородная часть молекулы и катионы, представляющие собой, как правило, ионы щелочных металлов, чаще всего-ионы натрия. Катионоактивные ПАВ диссоциируют в водных растворах с образованием поверхностно-активных катионов, состоящих из углеводородных радикалов и анионов, как правило, Cl^- , Br^- и др.

Химическое строение наиболее типичных представителей различных классов ПАВ, применяемых в нефтяной промышленности представлено ниже.

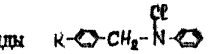
Анионоактивные ПАВ

алкиларилсульфонаты (сульфонолы) $R-C_6H_4-SO_3Na$

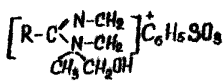
алкилсульфонаты $R-SO_3Na$

алкилсульфаты $R-O-SO_3Na$

Катионоактивные ПАВ

алкилбензилпиридинийхлориды (катапин К) 

алифатические амины - солянокислые соли (АНП) $R-NH_2 \cdot HCl$

производные имидазолинов (карбозолин -О) 

Неионогенные ПАВ

оксиэтилированные алкилфенолы $R-C_6H_4-O-(CH_2-CH_2-O)_nH$
(ПАВ типа ОП-10)

оксиэтилированные жирные спирты $R-O-(CH_2-CH_2-O)_nH$

оксиэтилированные жирные кислоты $R-CO-O-(CH_2-CH_2-O)_nH$

блоксополимеры окисей этилена и пропилена
(дисольваны, проксанолы, сепаролы)

$$H-(O-CH_2-CH_2-)_n-O-(\overset{CH_3}{\overset{|}{C}}H-CH_2-O-)_m-(-CH_2-CH_2-O-)_{n_2}H$$

R – углеводородный прямоцепочный или разветвленный радикал, представляющий гидрофобную часть молекулы ПАВ.

n – количество последовательно присоединенных молекул окиси этилена.

m – количество последовательно присоединенных молекул окиси пропилена.

Свойства ПАВ зависят от длины и строения как углеводородного радикала, так и строения гидрофильной части молекулы.

Поскольку в подавляющем большинстве случаев пластовые воды нефтяных залежей содержат в больших количествах хлориды щелочно-земельных металлов (главным образом, кальция и магния) и повсеместно используются при заводнении промысловых сточных вод для применения рекомендуются неионогенные ПАВ, которые в отличие от анионоактивных ПАВ не вступают в химическое взаимодействие с солями щелочно-земельных металлов. Неионогенные ПАВ обладают достаточно высокой поверхностной активностью при малых концентрациях и обладают меньшей адсорбируемостью на поверхности пород. Они обладают еще одним важным качеством, состоящим в том, что их свойства за счет регулирования количества присоединяемой в процессе получения окиси этилена могут регулироваться в широких пределах при постоянном составе сырья и неизменном

технологическом оборудовании. Таким образом может быть достаточно просто решен вопрос производства продуктов с оптимальными свойствами для условий конкретных залежей нефти.

2.3. Требования к ПАВ, применяемым при заводнении пластов

ПАВ или их смеси, применяемые при заводнении пластов, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- полностью растворяться при концентрации до I% в нагнетаемой в пласт воде и погребенной пластовой воде;

- обладать высокой поверхностной активностью на границе раздела нефть - вода. Межфазное натяжение 0,05-процентных растворов ПАВ в дистиллированной воде на границе с очищенным керосином не должно превышать 5-6 дин/см;

- улучшать смачивание поверхности нефтесодержащих пород;

- мало адсорбироваться породой пласта. Предельная адсорбция ПАВ из растворов в дистиллированной воде на поверхности размолотого кварцевого песка не должна превышать $0,3-0,4 \cdot 10^{-4}$ мг/см^2 (0,3-0,4 мг/г);

- обладать высокой нефтевытесняющей способностью.

Результаты испытаний ПАВ считаются удовлетворительными, если коэффициент вытеснения нефти 0,05-процентным водным раствором ПАВ по сравнению с водой увеличивается на I0 процентов и более.

- разрывать пленку нефти и отмывать ее с поверхности породы;

- способствовать более полному впитыванию воды в нефтенасыщенную породу;

- быть технологичными в применении.

Температура застывания ПАВ не должна превышать минус 20°С. К вновь создаваемым ПАВ будут предъявляться повышенные требования. Совместные работы организаций Миннефтепрома и Миннефтехимпрома СССР по созданию более эффективных ПАВ планируются на 1980-1985 гг.

2.4. Свойства неионогенных ПАВ, рекомендуемых для применения при заводнении нефтяных пластов

В настоящее время еще не изготовляются неионогенные ПАВ, которые по всем показателям полностью соответствуют требованиям, изложенным в п.2.3. Наряду с поисковыми исследованиями по созданию более эффективных ПАВ ведутся также работы по улучшению их технологических свойств, в частности по получению товарных форм ПАВ с низкой температурой застывания.

Для применения при заводнении пластов рекомендуется несколько продуктов, освоенных промышленностью СССР и ГДР. Ряд продуктов подготовлен к промышленному производству и будет испытываться, начиная с 1979 года, на промыслах. Свойства этих ПАВ приведены в табл. I.

При обычных условиях эти вещества представляют собой либо вязкие жидкости, либо продукты пастообразной консистенции с плотностью, близкой к 1000 кг/м^3. При длительном хранении они могут расслаиваться. Все продукты не являются индивидуальными химическими соединениями, поэтому не имеют постоянной температуры плавления. При температуре выше 50°С все ПАВ являются подвижными однородными жидкостями.

Высококонцентрированные водные растворы этих продуктов обладают в области концентраций 40-80 процентов при температуре 30-40°С и ниже аномально высокой вязкостью, превосходящей

Таблица I

Свойства неионогенных ПАВ, рекомендуемых для применения при заводнении пластов

Наименование ПАВ	Температура помутнения однопроцентных растворов в дист. воде, °С	Межфазное натяжение 0,05-процентных водных растворов на границе с очищ. керосином,[x] дин/см	Предельная адсорбция на кварцевом песке в статических условиях,[xx] мг/г: по межфазному натяжению	Предельная адсорбция на кварцевом песке в статических условиях,[xx] мг/г: по спектрофотометру или интерферометру	Нефтевытесняющая способность 0,05-проц. водных растворов по отношению к ОП-10[xxx]	Температура застывания, °С
1. Освоенные промышленностью						
ОП-10	86	8,5	0,65	0,21	1,00	20-25
Превосел W -ON -100	40	4,7	0,90	-	0,98	5-8
Превосел N -12[xxxx]	75	4,5	0,45	0,18-0,21	0,99	10-11
Превосел WOFP -100	79-80	7,1-9,1	0,50-0,90	-	-	10-15
Превосел Г-1	102	6,3	0,60	-	1,05	35-40
2. Испытываемые на промыслах и подготовленные к освоению						
Неонол АФ-14	74	5,6	0,75	0,18-0,24	1,06-1,07	18-20
Оксиэтилированный алкилфенол на основе тримеров пропилена (типа ОП-10)	79	4,5	0,50	0,10	1,05-1,13	15-20
Неонол 2Б1317-12	80	7,6	0,45	0,18	1,08	25-30
Превосел WOFP - 100/N	75	7,3	0,45	-	1,01	15-20

x - межфазное натяжение на границе вода-очищенный керосин, 47-48 дин/см;

xx - Удельная поверхность кварцевого песка около 1 м^2/г;

xxx - В аналогичных условиях вода вытесняет 62-64% нефти;

xxxx - Товарный продукт содержит 13% воды и имеет температуру застывания ниже минус 10°С.

вязкость товарных продуктов. В отдельных случаях наблюдается даже образование гелей (табл.2), что следует учитывать при проектировании промысловых дозаторных установок и баз для хранения и приема ПАВ, поступающих в цистернах, а также при разогреве ПАВ острым паром.

Для проектирования баз хранения и промысловых дозаторных установок необходимо располагать сведениями о теплоемкости и теплопроводности этих продуктов. В литературе данные о теплопроводности ОП-I0 и близких к нему продуктов отсутствуют. Однако, они могут быть рассчитаны, например, по методам Джона и Хуанига (теплоемкость) и Смита (теплопроводность), изложенным в монографии [7] . Данные для ОП-I0, полученные согласно расчетам по этим методам, приведены в табл. 3.

Правила техники безопасности и защиты окружающей природной среды при проектировании обустройства и эксплуатации нефтяных месторождений, разрабатываемых с применением растворов поверхностно-активных веществ типа ОП-I0 для заводнения пластов приведены в специальных Правилах РД 39-I-I4-77.

Таблица 2

Теплоемкость и теплопроводность ОП-I0 при различной температуре

Температура, °С	Теплоемкость при постоянном давлении (Ср) мольная, кал/моль·град	Теплоемкость при постоянном давлении (Ср) массовая, кал/г·град	Теплопроводность (К) $К \cdot 10^4$, кал/сек·см·град
Минус 20	28I	0,364	I,64
0	290	0,376	I,66
20	299	0,388	I,70
40	3II	0,403	I,7I
60	32I	0,4I6	I,73
80	33I	0,428	I,75
I00	34I	0,442	I,75
I20	352	0,456	I,75

Таблица 3

Вязкость исходных продуктов и концентрированных водных растворов некоторых неионогенных ПАВ при различной температуре

сП

Наименование ПАВ	Концентрация ПАВ в воде, %	Температура, °С			
		I5	20	30	50
ОП-I0	20	5,0	5,I	4,0	4,5
	40	I27	I28	I24	I2I
	60	6500	3760	I320	2I6
	80	I940	I070	505	I33
	I00[x]	паста	3I00	242	86,5
Превоцел WON-I00	20	20II	22I	I58	325
	40	I440	857	3I8	58
	60	I820	II00	430	79
	70	I9000	I0500	3600	8I
	80	гель	26000	262	7I,5
	I00[x]	56I	405	I54	64,4
Неонол 2В I3I7-I2	I00[x]	-	544	-	84
Превоцел WOFP - I00	I00[x]	600	390	200	63
Превоцел Г-I	20	29,6	2I	I5,6	7,5
	40	гель	гель	2I0	60
	60	гель	гель	гель	гель[xx]
	80	гель	гель	740	I60
	I00[x]	паста	паста	паста	72

x - исходный I00-процентный продукт

xx - при 60°С - 300 сП.

2.5. Методики испытаний свойств неионогенных ПАВ

Излагаемые ниже методики рекомендуются для сравнительных испытаний ПАВ при отборе перспективных продуктов применительно к условиям типичных нефтяных месторождений. Испытания проводятся с использованием моделей пластовых вод, нефтей и пористых сред или пород. На основании опыта исследований большого количества образцов при отборе ПАВ рекомендуется определять следующие показатели: растворимость в пресной и модели пластовой воды, температуру помутнения - в пресной и модели пластовой воды, поверхностную активность, предельную адсорбцию, нефтевытесняющую способность. Каждое последующее испытание проводят в том случае, если продукт выдержал предыдущее.

Методики испытаний свойств товарных ПАВ приводятся в стандартах или технических условиях на их изготовление. Например, методики испытаний свойств ОП-IO изложены в ГОСТе 8433-57.

2.5.I. Определение растворимости ПАВ в пресной и пластовой воде.

Для испытания готовят однопроцентные (масс.) растворы испытуемого ПАВ в дистиллированной воде (модель пресной воды) и модели пластовой воды. Модель пластовой воды готовится растворением в дистиллированной воде хлоридов натрия, магния и кальция. Рекомендуется использовать две модели пластовых вод, состав которых был определен, исходя из состава погребенных пластовых вод с учетом разбавления их пресной водой при освоении заводнения, для двух групп нефтяных месторождений: модель I - для месторождений Урала и Поволжья с пластовой температурой, не превышающей $40^{o}C$, и модель 2 - для месторождений Мангышлака и Западной Сибири с пластовой температурой, не превышающей $80^{o}C$.

Состав моделей пластовых вод приводится ниже.

Таблица 3а

Наименование соли	Содержание солей в моделях пластовых вод, г/л	
	Модель I	Модель 2
Натрий хлористый	97	57
Магний хлористый	8	6
Кальций хлористый	26	I5

Однопроцентные растворы испытуемого ПАВ в пресной и пластовой воде после перемешивания разливают в пробирки, которые выдерживают в штативе в течение суток. Продукт считается выдержавшим испытание если после выдержки раствор не расслаивается, не выпадает осадок и не наблюдается всплывание маслянистого слоя. Допускается легкая опалесценция растворов.

2.5.2. Определение поверхностной активности ПАВ.

Поверхностная активность ПАВ определяется по межфазному натяжению на границе раздела раствор ПАВ в дистиллированной воде - очищенный керосин. Для измерения межфазного натяжения могут быть использованы и различные способы и приборы [8] .

Однако из-за отсутствия серийно изготовляемых отечественной промышленностью приборов рекомендуется использовать сталагмометрический способ измерения межфазного натяжения, основанный на измерении объема капель керосина, выдавливаемых в раствор ПАВ из капилляра. Прибор - сталагмометр может быть изготовлен собственными силами.

Межфазное натяжение на границе двух жидкостей определяется по формуле: $$\sigma = KV(d_1 - d_2) \quad (I)$$

где σ - межфазное натяжение, дин/см;

Башнипинефть представляет рабочие чертежи сталагмометра по запросам заинтересованных организаций.

K – постоянная прибора;

V – объем выдавливаемой капли в делениях шкалы;

d_1 и d_2 – плотности обеих жидкостей, г/см^3.

Для определения постоянной прибора измеряют σ на границе дистиллированная вода – криоскопический бензол. Криоскопический бензол должен иметь показатель преломления I,50I, плотность – 0,879 г/см^3. При расчете постоянной прибора значение межфазного натяжения на границе бензол – вода принимают равным 34,96 дин/см.

При определении межфазного натяжения водорастворимых ПАВ керосин помещается в корпус шприца сталагмометра и через капилляр с загнутым вверх кончиком выдавливается в водную фазу. При определении межфазного натяжения маслорастворимых ПАВ используется капилляр с прямым кончиком. Водный раствор ПАВ (вода) помещается в шприц и выдавливается в керосин (или в керосиновый раствор ПАВ). При измерениях требуется выдерживать время, необходимое для установления адсорбционного равновесия, не давая капле отрываться от капилляра. Экспериментально установлено, что время выдержки капли, выдавленной на одно деление шкалы микровинта после отрыва предыдущей капли, должно быть не менее минуты. Керосин, применяемый для определения, должен иметь поверхностное натяжение не менее 47,5 дин/см. Это достигается его очисткой пропусканием через колонку с силикагелем АСК и активированным углем (мелкий уголь – I/I0 объема силикагеля, крупный – I/4), а затем сульфированием серной кислотой с последующим промыванием водой, нейтрализацией I0-процентным раствором NaOH и окончательным промыванием водой до нейтральной реакции. Очищенный керосин сушится сначала силикагелем, а затем хлористым кальцием. Для определения поверхностной активности ПАВ готовят серию растворов разбавлением предварительно приготовленного однопро-

центного раствора. По измеренным значениям межфазного натяжения растворов ПАВ концентрацией 0,005; 0,0I0; 0,020; 0,030; 0,040; 0,050; 0,070; 0,I00; 0,I50; 0,250% строится изотерма межфазного натяжения $\sigma = f(c)$, которая характеризует поверхностную активность ПАВ и используется в качестве тарировочного графика при определении концентрации ПАВ. Продукт считается выдержавшим испытание, если межфазное натяжение 0,05-процентного раствора ПАВ на границе с очищенным керосином составляет не более 5-6 дин/см.

2.5.3. Определение температуры помутнения

Для определения температуры помутнения готовят однопроцентные растворы ПАВ в дистиллированной воде или модели пластовой воды. Затем 30 мл раствора наливают в пробирку из бесцветного стекла диаметром 30 мм и высотой около I00 мм. Пробирку закрывают пробкой с двумя отверстиями. В центральное отверстие вставляют термометр (по ГОСТ 2I5-73) таким образом, чтобы его конец находился на расстоянии 6-I0 мм от дна пробирки, а в боковое отверстие вставляют ручную кольцевую мешалку, изготовленную из алюминиевой проволоки. Мешалка должна проходить через отверстие свободно с зазором, который служит и для сообщения пространства пробирки с атмосферой.

Пробирку помещают в плоскодонную колбу типа ПКШ емкостью 250 мл, заполненную наполовину глицерином или вазелиновым маслом. При этом пробирка должна удерживаться бортиками на горле колбы и расстояние от дна пробирки до дна колбы должно быть 5-I0 мм.

Колбу нагревают с помощью электрической плитки, поддерживая скорость повышения температуры раствора ПАВ в пробирке 2-3 градуса в минуту. За температуру помутнения принимают температуру, при которой наблюдается резкое помутнение раствора ПАВ.

Продукт считается выдержавшим испытание, если температура помутнения раствора в дистиллированной воде соответствует значению, приведенному в стандарте или технических условиях, а температура помутнения растворов ПАВ в моделях пластовых вод I и 2 выше 40 и 80°С соответственно.

2.5.4. Определение адсорбции ПАВ в статических условиях.

Изучение адсорбции в статических условиях дает возможность сопоставить адсорбционную способность различных ПАВ. Методика заключается в определении количества адсорбированного ПАВ поверхностью молотого кварцевого песка при достижении равновесия. Подготовка кварцевого песка состоит в удалении окислов железа и глинистых частиц обработкой его I0-I5-процентной соляной кислотой в течение суток при периодическом перемешивании, затем песок промывается водой до нейтральной реакции, высушивается и размалывается в шаровой мельнице с фарфоровым барабаном и шарами в течение 8 часов. Помол отмучивается от пыли, высушивается и рассеивается по фракциям на ситах с размерами отверстий 0,50;0,25; 0,I0;0,06 мм. Из полученных фракций составляется смесь, которая должна иметь следующий гранулометрический состав:

	Размер зерен, мм	Весовое содержание фракций в смеси, %
Фракция	0,5 -0,25	3
Фракция	0,25-0,I	57
Фракция	0,I -0,06	24,5
Фракция меньше	0,06	I5,5

Удельная поверхность такого песка около I $м^2/г$. Можно применять для определения адсорбции песок другого фракционного состава, если известна его удельная поверхность.

Для определения адсорбции берутся навески песка I0 г с точностью до 0,0I г и помещаются в колбы с притертыми пробками, в которые затем приливают по 30 мл растворов ПАВ, приготовленных для определения поверхностной активности. Для достижения адсорбционного равновесия колбы с раствором ПАВ и песком встряхивают в течение двух часов на лабораторной встряхивающей машине с частотой I20-I40 колебаний в минуту или выдерживаются в течение двух суток при периодическом встряхивании в течение трех минут. Затем растворы декантируются и центрифугируются 20-30 минут при 6-7 тыс.об/мин. Равновесная концентрация ПАВ в растворе после адсорбции может быть определена по межфазному натяжению с использованием тарировочного графика $\sigma = f(C)$, полученного при испытании поверхностной активности ПАВ. Однако этот способ измерения даст менее точные значения (равновесных концентраций ПАВ), чем спектрофотометрические или колориметрические методы, описанные в Приложении I. Причины расхождений рассмотрены в литературе [2,9].

Расчет количества адсорбированного вещества ведется по формуле:

$$A = \frac{(C_1 - C_p) \cdot V \cdot 10}{p}, \qquad (2)$$

где A - адсорбция, мг/г;

C_1 и C_p - концентрация раствора ПАВ соответственно до и после контакта с песком, %;

V - объем раствора ПАВ, мл;

p - навеска песка, г.

По полученным данным строится график изотермы адсорбции $A = f(C)$, из которого определяется величина предельной адсорбции A_{∞}.

Продукт считается выдержавшим испытание, если величина предельной адсорбции ПАВ не превышает 0,3 -0,4 мг/г.

2.5.5. Определение нефтевытесняющей способности ПАВ.

Нефтевытесняющая способность ПАВ оценивается как отношение коэффициента вытеснения нефти 0,05-процентным раствором ПАВ к коэффициенту вытеснения нефти водой или 0,05-процентным раствором другого ПАВ, например ОП-I0, принятого в качестве эталонного. При этом определение коэффициентов вытеснения нефти рекомендуется проводить на моделях пористых сред, представленных уплотненным молотым кварцевым песком.

Подготовка кварцевого песка ведется по методике, аналогичной описанной в п. 2.5.4. Для приготовления моделей берется молотый песок следующего гранулометрического состава:

Размер зерен, мм	Содержание фракций в смеси, %
Фракция больше 0,20	35
Фракция 0,20-0,I5	I0
Фракция 0,I5-0,I2	I5
Фракция 0,I2-0,09	8
Фракция 0,09-0,075	I2
Фракция 0,075-0,063	I5
Фракция меньше 0,063	5

Песок плотно затрамбовывается в резиновую манжетку кернодержателя с насадкой, предназначенной для уменьшения концевых эффектов. Основные размеры пористой среды (керна): диаметр 3 см, длина - 20 см, насадки - диаметр 0,8 см, длина 20 см. Для уплотнения песка и предотвращения проскальзывания жидкости, вытесняющей нефть, на внешнюю поверхность манжеты подается давление воздуха или минерального масла в пределах от 35 до кг/см^2.

Упакованный кернодержатель вначале насыщается под вакуумом керосином, который впоследствии замещается нефтью. Для полного

Рабочие чертежи кернодержателя могут быть высланы по запросу.

замещения керосина необходимо профильтровать 3,5–4,0 поровых объема нефти. Пористость модели определяется весовым способом. Проницаемость составляет около I Д.

Для насыщения модели используется разгазированная при термостатировании в течение 5–6 часов безводная нефть или модель нефти, приготовленная по ОСТ-39-070-78.

Подготовленная указанным способом модель помещается в вертикальном положении в воздушный термостат, где поддерживается температура $25^{0}\pm$ I^{0}С. Затем через модель снизу вверх при постоянном расходе 6 см^{3}/ч фильтруют воду или 0,05-процентный раствор испытуемого ПАВ в количестве I2 поровых объемов. Количество вытесненной нефти определяется по бюретке с ценой деления 0,2 мл.

ПАВ считается выдержавшим испытание, если коэффициент вытеснения нефти раствором ПАВ превышает коэффициент вытеснения нефти водой не менее, чем на I0%, а вытесненная нефть или фильтрат раствора ПАВ не содержат эмульсий типа вода/масло или масло/вода соответственно.

2.6. Экспериментальные данные и параметры, необходимые для расчета основных показателей разработки с применением ПАВ

При расчете показателей разработки нефтяных месторождений с применением раствора ПАВ для типичных коллекторов и насыщающих их жидкостей необходимо провести исследования для получения следующих зависимостей или параметров:

I. Зависимость относительных фазовых проницаемостей от насыщенности при вытеснении нефти водой и водным раствором ПАВ различной концентрации.

2. При необходимости (в соответствии с расчетной схемой), зависимость капиллярного давления от насыщенности.

3. Изотерма адсорбции ПАВ или коэффициент Генри при линейной изотерме адсорбции.

4. Параметры, характеризующие коллекторские свойства пласта, его геометрию и физико-химические свойства жидкостей в пластовых условиях (распределение проницаемости по толщине и простиранию, вязкость фаз и т.д.).

2.7. Определение параметров вытеснения нефти и адсорбции ПАВ

Определение параметров вытеснения нефти растворами ПАВ и адсорбции ПАВ является трудной задачей. Механизм явлений, сопутствующих вытеснению нефти растворами ПАВ, представляется весьма сложным вследствие того, что ПАВ участвуют в параллельно протекающих процессах, таких, как распределение между нефтью и водой, адсорбция из обеих фаз на поверхности породы и десорбция в обе фазы. Исследование массопереноса ПАВ в пласте осложняется кинетическими факторами, а для неионогенных ПАВ еще и тем, что товарные продукты являются сложной смесью индивидуальных химических веществ – полимергомологов с сильно различающимися свойствами.

Разработанная в Гашшинефть методика расчета основных показателей разработки нефтяных залежей с применением растворов ПАВ учитывает изменение фазовых проницаемостей и адсорбцию ПАВ.

2.7.I. Определение коэффициентов вытеснения нефти водой и водными растворами ПАВ и фазовых проницаемостей пористой среды для нефти и воды.

При определении коэффициентов вытеснения нефти водой и растворами ПАВ следует руководствоваться положениями, закрепленными в отраслевом стандарте ОСТ-39-070-78 "Нефть, методы определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях" относительно аппаратуры, способов подготовки пористых сред и условий проведения опытов (скорость фильтрации, температура и т.д.).

С целью более полного приближения к реальным условиям необходимо дополнительно соблюдать следующие требования:

- Пористая среда должна иметь диаметр не менее 4 см и длину, определяемую с учетом критериев подобия B_1 и B_2 по [10] , но не менее, чем 50 см.

- В опытах рекомендуется использовать пластовые или рекомбинированные образцы нефтей. В случае, если это по каким-либо причинам не окажется возможным, допускается пользоваться моделями пластовой нефти, которые готовятся из проб поверхностной нефти. При этом количество растворителей, вводимых в поверхностные нефти, должно соответствовать количеству газов и легких фракций, потерянных при отборе и хранении проб, т.е. модели пластовых нефтей должны содержать такое же количество асфальто-смолистых веществ, как и пластовая нефть объекта разработки, для которого определяются показатели вытеснения.

- Во всей серии опытов для данного объекта разработки следует пользоваться одними и теми же образцами пористых сред, нефтей, вод и ПАВ.

Относительные фазовые проницаемости пористых сред для нефти, воды и раствора ПАВ определяются расчетом по методике, изложенной в работе [II] .

2.7.2. Определение адсорбции ПАВ

Изотерма равновесной адсорбции ПАВ может быть получена двумя способами: на образцах дезинтегрированных пород - в статических условиях по методике, описанной в п. 2.5.4., а на неразрушенных (естественных) образцах пород - в динамических условиях при последовательной фильтрации растворов с возрастающей концентрацией ПАВ. При этом переход на фильтрацию раствора с более высокой концентрацией ПАВ осуществляется после того, как для предыдущего раствора было достигнуто адсорбционное равновесие, т.е. после получения на выходе из образца раствора с концентрацией ПАВ, равной исходной. Расчет равновесной адсорбции ПАВ для каждой исходной концентрации ведется по материальному балансу по результатам анализа проб раствора ПАВ, отбираемых на выходе из образца.

Второй способ дает возможность исключить фактор различия удельной поверхности дезинтегрированных и естественных образцов пород, но является исключительно трудоемким из-за необходимости предварительной фильтрации растворов с низкими концентрациями ПАВ.

Исследования, проведенные с ОП-10 [12] и другими неионогенными ПАВ [13], показали, что изотермы равновесной адсорбции, полученные в статических и динамических условиях подобны и близки по виду к изотерме мономолекулярной адсорбции Ленгмюра. Это делает возможным значительно упростить процедуру получения изотермы равновесной адсорбции для естественных образцов пород.

Сначала получают в статических условиях изотерму адсорбции для дезинтегрированной породы, приготовленной из кернового материала, оставшегося при подготовке образцов пористых сред для определения коэффициентов вытеснения нефти по п. 2.7.1. Затем на модели пористой среды, составленной из естественных образцов определяют в динамических условиях величину предельной адсорбции, фильтруя при скорости, близкой к промысловой, раствор с высокой концентрацией ПАВ. В результате этих опытов становятся известными значения предельной адсорбции ПАВ и на дезинтегрированных (A_{∞_1}) и на естественных образцах породы (A_{∞_2}). Изотерму равновесной адсорбции для естественных образцов породы получают построением, уменьшая ординаты соответственных точек изотермы статической адсорбции, полученной для дезинтегрированных образцов, на величину, равную отношению $A_{\infty_1} / A_{\infty_2}$.

При определении равновесной адсорбции на естественных образцах пород ПАВ скорость фильтрации и длина модели существенного влияния не оказывают. Размеры модели выбирают таким образом, чтобы объем проб фильтрата раствора ПАВ, отбираемых приблизительно через 0,5 поровых объема прокачки, был достаточным для выполнения анализов проб.

Для определения равновесной концентрации ПАВ рекомендуется пользоваться методиками, приведенными в Приложении I (обязательное)

Аппаратура, соединительные трубки и детали установок по фильтрации должны быть изготовлены из материалов, устойчивых к коррозии в воде.

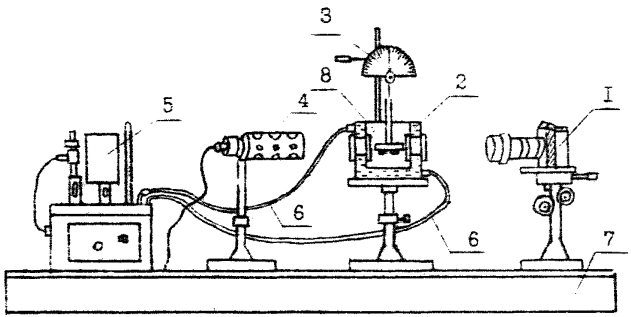
2.7.3. Определение краевых углов избирательного смачивания минералов нефтью, водой и растворами ПАВ.

Для измерения краевых углов смачиваний рекомендуется статический способ, заключающийся в фотографировании капель нефти, подведенных под пластинку минерала, погруженную в воду или раствор ПАВ.

Принципиальная схема экспериментальной установки приведена на рис.I. На массивной станине установлены направляющие - 7, на которых на специальных подставках крепятся малоформатная зеркальная фотокамера с удлинительными кольцами - I, термостатируемая кювета с вклеенными окошками из оптического стекла - 2 и осветитель - 4. Пластинка минерала крепится в держателе координатного устройства - 3, которое дает возможность установить пластинку в горизонтальном положении и поворачивать ее на 360° вокруг вертикальной оси.

После установки пластинки минерала кювету заполняли водой или раствором ПАВ с заданной концентрацией и после установления заданной температуры на нижнюю поверхность пластинки с помощью каплеобразователя, роль которого выполняет микрошприц с загнутым вверх кончиком иглы, наносят несколько капель нефти объемом около 4 мкл. Каждую каплю нефти фотографируют не менее двух раз после выдержки в течение времени, достаточном для установления равновесного краевого угла. Время достижения равновесия устанавливается в серии предварительных испытаний с данными образцами нефтей и вод, но редко превышает 30 минут. Проявленный негатив используется для изготовления сильно увеличенных изображений капель нефти на фотобумаге или устанавливается в проектор, позволяющий спроектировать увеличенное изображение капель на экран. Применение удлинительных

УСТАНОВКА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ КРАЕВЫХ УГЛОВ
ИЗБИРАТЕЛЬНОГО СМАЧИВАНИЯ



I – фотокамера; 2 – кювета; 3 – координатное устройство;
4 – осветитель; 5 – термостат; 6 – соединительные шланги;
7 – направляющие; 8 – пластинка минерала.

Рис. I.

колец (макросъемка) и повторного увеличения изображения капель дает возможность довести точность отсчета углов до I-2°.

За равновесный краевой угол избирательного смачивания принимается среднеарифметическое значение краевых углов, полученных не менее, чем для трех одновременно посаженных капель нефти.

Пластинки готовятся из различных минералов, составляющих основу нефтевмещающих пород : кварц плавленный или горный хрусталь - кварцевые песчаники, кварц и полевые шпаты - полимиктов э песчаники, мрамор, кальцит и доломит - карбонатные породы.

Для изготовления пластинок необходимо отбирать монолитные, однородные куски минералов, не имеющие трещин и микропористости. Поверхность пластинок должна быть отполирована. Для обезжиривания поверхности химически устойчивых минералов (кварц, полевые шпаты) можно пользоваться хромовой смесью с последующей промывкой дистиллированной водой и споласкиванием гидролизным этиловым спиртом высшей очистки или ректификатом. Поверхность других минералов для обезжиривания протирается несколько раз гигроскопической ватой, смоченной спиртом, а затем споласкивается спиртом.

Образцы нефти готовятся из проб нефти, отобранных в поверхностных условиях разбавлением петролейным эфиром до содержания асфальто-смолистых веществ, равного их содержанию в пластовой нефти.

3. МЕТОДИКА ПОСТАНОВКИ И ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В данном разделе использованы следующие условные обозначения:

h – толщина пласта, м;

K – удельный коэффициент приемистости, $\frac{м^3/сутки}{кгс/см^2 \cdot м \cdot мД}$;

Q – среднесуточная приемистость скважины, $м^3$/сут;

ΔP – перепад между забойным и пластовым давлением, $кгс/см^2$;

$P_{пл}$ – пластовые давления, $кгс/см^2$;

$к$ – проницаемость пласта, мД;

$T_ж$ – годовой темп отбора жидкости, %;

$T_н$ – годовой темп отбора нефти, %;

$Q_ж$ – годовой отбор жидкости, $м^3$/год;

$Q_н$ – годовой отбор нефти, $м^3$/год;

$\Sigma Q_ж$ – накопленный отбор жидкости, тыс.$м^3$;

$\Sigma Q_н$ – накопленный отбор нефти, тыс.$м^3$;

$\Sigma Q_в$ – накопленный отбор воды, тыс.$м^3$;

$V_{пор}$ – объем пор пласта, тыс.$м^3$;

$f_в$ – обводненность добываемой продукции, %;

$\eta_н$ – нефтеотдача, %;

$\tau_ж$ – относительный объем прокачанной жидкости;

$Q_{г.з.}$ – геологические запасы нефти, тыс.$м^3$;

$\mu_в$ – отношение вязкости нефти и воды;

$Q_{в.погр.}$ – количество погребенной воды в пласте, тыс.$м^3$;

$К'_{ов}$ – относительная фазовая проницаемость для нефти;

$К'_в$ – относительная фазовая проницаемость для воды;

$\lambda = \frac{\Sigma Q_в}{\Sigma Q_н}$ – нарастающий водо-нефтяной фактор, $м^3/м^3$;

3.I. Постановка исследований

После теоретического и лабораторного изучения метода увеличения нефтеотдачи приступают к первому этапу промысловых исследований. Для этого на месторождении выбирается небольшой участок, где бурятся очаговые скважины по плотной сетке. Желательно иметь расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами в пределах 50-150 м. В процессе проведения эксперимента, в первую очередь, должны решаться задачи научного характера, исследоваться значения отдельных параметров, определяющих эффективность метода, испытываться техника и технология и методы контроля за проведением эксперимента.

Такой подход позволяет за короткий срок испытать технологию и по промысловым данным обосновать перспективность метода и поставить вопрос о широком его промышленном испытании. Кроме того, значения полученных отдельных параметров могут быть использованы при расчетах показателей разработки месторождений (участков, зон) с применением данного метода.

Технико-экономические показатели предлагаемого метода увеличения нефтеотдачи могут быть получены на основе проведения опытных промысловых испытаний при промышленной сетке скважин. При этом опытные работы необходимо проводить на больших участках, продуктивные пласты которых характеризуют месторождение в целом, отдельных блоках, очагах или небольших месторождениях.

Учитывая, что нефтяные месторождения находятся на различных стадиях разработки и имеется реальная возможность в перспективе открытия новых месторождений, намечается два основных подхода к проведению промысловых испытаний новых ме-

тодов:

- на вновь вводимых в разработку участках (очагах) пласта;

- после некоторого периода разработки участков (очагов) с закачкой обычной воды.

3.2. Выбор участков и определение их границ

При определении границ участков следует иметь в виду, что лучшее исполнение условных границ участков - оконтуривание участков нагнетательными скважинами со всех сторон. Несколько хуже осуществление заводнения с двух сторон.

Наиболее сложным для анализа представляется исполнение участков с "открытыми" со всех сторон границами, когда заводнение осуществляется в нагнетательные скважины, расположенные в центральной зоне участка. К сожалению, этот случай встречается в практике наиболее часто. При этом границы участков оказываются "не жесткими" и будут проходить с двух сторон по линиям минимума пластового давления (примерно, параллельно линии нагнетания), а с двух других сторон - по линиям токов (примерно перпендикулярно линии нагнетания). Местоположение этих границ может изменяться с изменением гидродинамических условий эксплуатации участков.

При анализе результатов по картам изобар с определенным приближением могут быть выбраны границы участков, как средние за текущее время проведения эксперимента. При проведении границ участков следует учесть, что точность карты изобар, особенно для многопластового объекта с сильной геологической неоднородностью, невелика. Поэтому границу участка,

определенную по карте изобар, следует подвергнуть корректировке, используя для этой цели карты изопахит, данные о динамике обводнения, а также результаты исследования физико-химических свойств закачиваемой и попутно добываемой воды.

Следует иметь в виду, что при правильно определенных границах величины отборов жидкости и закачка должны быть приблизительно равны.

При сложном геологическом строении участков и их значительных размерах различные зоны участков будут иметь отличающиеся друг от друга геолого-промысловые характеристики. Поэтому, для подбора сопоставимых зон или блоков по геолого-физическим характеристикам необходимо дополнительно делить участки.

Деление на зоны (блоки) должно вестись с учетом тех же критериев, которые были использованы для определения границ участков в целом.

Деление участков на зоны позволит искусственно увеличить число опытных и контрольных участков, что в свою очередь позволит при оценке эффективности брать для сравнения наиболее сопоставимые в геолого-физическом отношении зоны, т.е. повысить точность анализа. При выборе участков, зон для сопоставления необходимо стремиться, чтобы эти участки и зоны были бы близки по следующим основным характеристикам:

- по геологической неоднородности продуктивных пластов (песчанистость, расчлененность, выдержанность);

- по осредненным величинам толщины и проницаемости пластов в зоне нагнетания;

- по осредненным величинам толщины и проницаемости пластов в зоне отбора;

- по свойствам пластовых жидкостей и распределению их по объему пласта;

- по системе размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин (сетке скважин, отношению числа нагнетательных и эксплуатационных скважин, запасов нефти на единицу площади, системы нагнетания и т.д.);

- по гидродинамическим условиям эксплуатации пластов (одновременность разрабатываемых пластов, состояние раздренированности пластов к моменту внедрения заводнения и метода увеличения нефтеотдачи, перепады давления и т.д.);

После определения границ участков и зон приступают к оценке эффективности метода увеличения нефтеотдачи. Ее проводят путем сравнения аналогичных показателей по опытному и контрольному участкам. Сравнение ведется по охвату заводнением по толщине пласта, удельному коэффициенту приемистости, относительным фазовым проницаемостям, по темпу отбора нефти, динамике обводнения продукции и изменению текущей нефтеотдачи в целом по участкам и по обводненным зонам.

3.3. Определение охвата заводнением по толщине пласта в нагнетательных скважинах

Для определения охвата заводнением по толщине пласта в нагнетательных скважинах используются исследования, проводимые глубинными расходомерами (РГД).

Исследования, используемые для этих целей, должны отвечать следующим требованиям:

- расход и перепад давления в зоне закачки при исследовании должны соответствовать расходу и перепаду давления в

зоне закачки по этой скважине до проведения исследования.

В связи с тем, что определение рабочего режима исследования по перепаду давления очень часто оказывается затруднительным, из-за отсутствия достаточного количества замеров давлений, нами предлагается использовать для определения рабочего режима приемистость скважины. Однако в промысловых условиях данный параметр колеблется очень сильно, поэтому при анализе могут быть использованы те исследования РГД, в которых приемистость скважины отклоняется не более, чем на ± 50% от рабочего режима данной скважины.

Приемистость при исследовании должна быть зафиксирована в интервале перфорированных пластов пород-коллекторов.

Скважины, по которым проводятся исследования, должны быть технически исправными (отсутствие порыва колонны, наличие чистой колонны в пределах I0 м от нижних дыр перфорации, отсутствие затрубной циркуляции и т.д.).

По скважинам, которые включаются в анализ, должны быть проведены исследования не менее 2 раз в год.

По этим исследованиям для однопластового объекта охват заводнением по толщине пласта одной нагнетательной скважины, определяется как

$$\beta = \frac{h}{h_1}, \qquad (3)$$

где β – охват заводнением по толщине пласта;

h – работающая толщина пласта, м;

h_1 – перфорированная толщина пласта, м.

Для многопластового объекта охват заводнением по толщине пласта одной нагнетательной скважины определяется для каждого пласта в отдельности по формуле (3) и для объек-

та разработки в целом по формуле:

$$\bar{z} = \frac{\sum_{i=1}^{n} h_i}{h_2}, \qquad (4)$$

где $\bar{z}$ – охват заводнением по толщине пласта для объекта разработки в целом;

h_i – работающая толщина i-ого пласта, м;

n – количество работающих пластов;

h_2 – перфорированная толщина объекта разработки, м.

По формулам (3) и (4) определяются коэффициенты β и $\bar{z}$ для единичного исследования РГД.

Средняя величина охвата заводнением по толщине пласта однопластового объекта для одной скважины определяется по формуле

$$\beta' = \frac{h'}{h_1}, \qquad (5)$$

где β' – средняя величина охвата заводнением по толщине пласта однопластового объекта для одной скважины;

h' – среднеарифметическая работающая толщина пласта за рассматриваемый период, м.

Средняя величина охвата заводнением по толщине пластов многопластового объекта для одной скважины определяется по формуле:

$$\bar{z}' = \frac{\sum_{i=1}^{n} h'_i}{h_2}, \qquad (6)$$

где $\bar{z}'$ – средняя величина охвата заводнением по толщине пластов многопластового объекта для одной скважины;

h_i - среднеарифметическая работающая толщина i-ого пласта, м.

Для того, чтобы определить охват заводнением по толщине пласта для группы нагнетательных скважин участка необходимо учитывать объем накопленной закачки в каждую нагнетательную скважину и определить охват заводнением по толщине пласта как средневзвешенный по закачке. Для однопластового объекта средневзвешенный охват заводнением по толщине пласта определяется по формуле:

$$\beta' = \frac{\sum_{i=1}^{m} \beta_i Q_i}{\sum_{i=1}^{m} Q_i}, \qquad (7)$$

где β' - средневзвешенный охват заводнением по толщине пласта для однопластового объекта;

Q_i - накопленная закачка по i-ой скважине, м^3;

m - количество скважин, шт.

Средневзвешенный охват заводнением по толщине пласта для группы скважин многопластового объекта определяется по формуле:

$$Z' = \frac{\sum_{i=1}^{m} z_i Q_i'}{\sum_{i=1}^{m} Q_i'}, \qquad (8)$$

где Z' - средневзвешенный охват заводнением по толщине пласта для многопластового объекта;

Q_i' - накопленная закачка i-ой скважины, м^3.

Затем оцениваем коэффициент равномерности заводнения пласта по толщине пласта, который может быть определен как коэффициент вариации. Этот коэффициент является отвлеченной мерой изменчивости, не зависящей от абсолютных значений срав-

ниваемых величин, и представляет собой отношение (среднего квадратичного отклонения) к средней арифметической, выраженной в процентах:

$$W = \frac{\sigma}{M} 100 \quad , \qquad (9)$$

где W – коэффициент вариации, %;

σ – среднее квадратичное отклонение приемистости пропластка, м³/сут.;

M – среднее арифметически взвешенное значение приемистости пропластка, м³/сут.

Коэффициент вариации позволяет количественно оценить степень неоднородности пластов по приемистости.

Среднее, арифметически взвешенное значение приемистости пропластков определяется из выражения

$$M = \frac{n_1 q_1 + \ldots + n_n q_n}{n_1 + \ldots + n_n} \quad , \qquad (10)$$

где q – приемистость пропластка, м³/сут.;

n – количество пропластков, шт.

Дисперсия, характеризующая в нашем случае меру разбросанности значений приемистости пропластков около математического ожидания, равна:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n} (q_i - M)}{n} \quad , \qquad (11)$$

где σ^2 – дисперсия;

M – математическое ожидание;

q_i – приемистость i-го пропластка, м³/сут.

Вышеизложенная методика определения охвата заводнением по толщине пласта может быть использована для оценки эффективности применения новых методов увеличения нефтеотдачи.

При этом, если метод увеличения нефтеотдачи применяется с самого начала заводнения, то оценка его эффективности должна проводиться путем сравнения охвата заводнением по толщине пласта на участке с применением нового метода (опытный) с участком, где закачивается вода (контрольный).

При оценке эффективности применения метода, путем сравнения охвата заводнением по толщине пласта по скважинам рассматриваемых участков, в анализ не должны включаться исследования, проведенные по скважинам после длительных простоев, геолого-технических мероприятий, не связанных с применением метода, а также исследования по скважинам, где перфорированная мощность меньше мощности продуктивного пласта более, чем на I5%.

Фонд нагнетательных скважин, по которым проводятся исследования РГД, не должен подвергаться значительным изменениям. По результатам ежегодных исследований охвата заводнением по толщине пласта строится зависимость

$$\beta'' = f(\tau_ж).$$

Эта зависимость строится как для опытного, так и для контрольного участков. Разница между ними будет характеризовать влияние метода на охват заводнения по толщине пласта.

Для того, чтобы проводить сравнения в более сопоставимых условиях, нагнетательные скважины участков могут быть разделены на категории, исходя из принципа одноименности пластов, т.е. берутся скважины, где в разрезе имеются одни и те же пласты (например: второй и третий, третий и четвертый и т.д.). Затем по зависимости $\beta'' = f(\tau_ж)$; $z'' = f(\tau_ж)$, проводится сравнение охвата заводнением по толщине пластов объекта по каждой категории скважин для обоих участков.

При разбивке скважин на различные категории необходимо стре-

миться к тому, чтобы коэффициенты выдержанности и расчлененности пластов были близки на сравниваемых участках.

3.4. Определение удельного коэффициента приемистости

Удельный коэффициент приемистости по единичной скважине может быть определен по формуле:

$$K = \frac{Q}{\Delta p \cdot h}, \qquad (I2)$$

где Q – среднесуточная приемистость скважин, м³/сут.;

h – перфорированная толщина продуктивных пластов, м.

Удельный коэффициент приемистости по скважине за определенный период, когда имеется значительное количество исследований, определяется по формуле:

$$K' = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i}{\sum_{i=1}^{n} \Delta p h}. \qquad (I3)$$

Средневзвешенный удельный коэффициент приемистости по скважинам участка определяется по формуле:

$$K'' = \frac{\sum_{i=1}^{m} K_i \cdot Q_i'}{\sum_{i=1}^{m} Q_i'}, \qquad (I4)$$

где K'' – средневзвешенный удельный коэффициент приемистости; $\frac{м^3/сут.}{кгс/см^2 \cdot м \cdot мД}$;

Q_i' – накопленная закачка по i-ой скважине, м³;

m – количество скважин, участвующих в анализе.

Результаты данных исследований могут быть использованы для оценки эффективности применения метода. При этом, если метод увеличения нефтеотдачи применяется с самого начала заводнения, то оценка эффективности проводится путем сравнения удельного коэффициента приемистости при применении

метода (опытный участок) и при применении обычной воды (контрольный).

При оценке эффективности применения метода в анализ не должны включаться исследования, проведенные по скважинам после длительных простоев, геолого-технических мероприятий, не связанных с применением метода, а также исследования по скважинам, где перфорированная толщина меньше толщины продуктивного пласта более, чем на 15%.

При оценке эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи путем сравнения удельных коэффициентов приемистости по участкам необходимо учитывать различие по проницаемости. При этом удельный коэффициент приемистости по одной скважине, когда имеется значительное количество исследований, рассчитывается по формуле:

$$K_1' = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i}{\sum_{i=1}^{n} \Delta P \cdot h \cdot \kappa}, \qquad (15)$$

где K_1' – удельный коэффициент приемистости, $\frac{м^3/сут.}{кгс/см^2 \cdot м \cdot мД}$,

κ – средневзвешенная по толщине проницаемость объекта разработки в исследуемой скважине, мД.

Средневзвешенный удельный коэффициент приемистости по группе скважин участка определяется по формуле:

$$K_2'' = \frac{\sum_{i=1}^{m} K_{1i}' \cdot Q_i}{\sum_{i=1}^{m} Q_i}, \qquad (16)$$

где K_2'' – средневзвешенный удельный коэффициент приемистости, $\frac{м^3/сут.}{кгс/см^2 \cdot м \cdot мД}$.

Определение удельного коэффициента приемистости по формуле (I4) проводится по результатам ежегодных исследований и по результатам этих исследований строится зависимость средневзвешенного удельного коэффициента приемистости от прокачки воды в объемах пор.

$$K_2'' = f(\tau_м).$$

Эта зависимость строится для обоих участков и разница между ними будет характеризовать увеличение удельного коэффициента приемистости за счет применения метода.

Однако определить удельный коэффициент приемистости по вышеизложенной методике бывает затруднительно ввиду отсутствия достаточного количества исследований. В этом случае удельный коэффициент приемистости может быть определен при следующих допущениях. Забойное давление определяется как $P_{уст} + \frac{H_{ст} \cdot \gamma}{10}$, а пластовое давление берется по результатам инструментальных замеров ($t = 3$ ч.). Эти величины берутся как средние за год. Дальнейшие расчеты удельного коэффициента приемистости ведутся согласно вышеизложенной методики.

3.5. Оценка эффективности применения ПАВ по показателям разработки

Оценить эффективность применения ПАВ можно по следующим показателям разработки:

- темпу отбора нефти;
- обводнению продукции;
- текущей нефтеотдаче;
- относительным фазовым проницаемостям.

3.5.I. По темпам отбора жидкости и нефти

Одним из основных показателей эффективности нового метода является влияние его на темп отбора нефти. Чем выше темп отбора нефти при прочих равных условиях, тем за менее короткий срок будет закончена разработка нефтяного месторождения.

Оценку темпов отбора жидкости и нефти во времени на участках можно проводить в зависимости от относительного объема профильтровавшейся через пласт жидкости τ или в зависимости от текущей нефтеотдачи η.

Годовой темп отбора жидкости может быть рассчитан по формуле:

$$T_{ж} = \frac{Q_{ж}}{V_{пор}} \cdot 100. \qquad (I7)$$

Расчет годового темпа отбора нефти ведется аналогично.

$$T_{н} = \frac{Q_{н}}{Q_{г.з}} \cdot 100. \qquad (I8)$$

Наибольший интерес представляет построение и анализ зависимостей $T_{н} = f(\tau_{ж})$; $T_{н} = f(\eta_{н})$, так как при этом рассматривается темп отбора нефти при одинаковой раздренированности пласта. Необходимым условием при сопоставлении темпов отбора нефти двух участков (опытного и контрольного) является равенство перепадов давления этих участков в зоне отбора.

В случае, если есть существенное различие этого параметра необходимо корректировать результаты анализа с использованием коэффициента продуктивности скважин.

3.5.2. По обводнению продукции.

Оценить эффективность нового метода можно и по динамике обводнения продукции участков. Для этой цели может быть использована зависимость $f_{в} = f(\eta_{н})$. Эта зависимость позво-

ляет анализировать процесс обводнения продукции участков при достижении ими одинаковой текущей нефтеотдачи. Наиболее полно процесс обводнения описывается характеристикой обводнения, построенной в виде

$$\lambda = f(\eta_н) \quad и \quad \frac{f_в}{1-f_в} = f(\eta_н), \qquad (I9,20)$$

где $\frac{f_в}{1-f_в}$ – текущий водо-нефтяной фактор;

$f_в$ – обводненность добываемой продукции.

Эти зависимости позволяют определить расход воды или раствора ПАВ для добычи одной тонны нефти при одинаковой раздренированности пласта.

3.5.3. По текущей нефтеотдаче.

Текущую нефтеотдачу по участкам целесообразно определять по геолого-промысловым данным с последующим построением характеристик вытеснения в виде $\eta_н = f(t_м)$.

Текущая нефтеотдача определяется как накопленный отбор нефти с участка, ограниченного линией минимального пластового давления, отнесенный к геологическим запасам нефти участка в этих же границах. Необходимо при этом учесть, что в данном случае полученные значения нефтеотдачи будут без учета темпов отбора нефти с участков.

3.5.4. По текущей нефтеотдаче заводненных зон

Оценить эффективность применения нового метода увеличения нефтеотдачи можно и по изменению текущей нефтеотдачи заводненных зон участков. Этот метод, на наш взгляд, является более правильным, так как определяется нефтеотдача зон, из которых нефть вытеснялась закачиваемой водой или раствором ПАВ. Текущая нефтеотдача заводненных зон определяется следующим образом. По известной методике за одинаковые промежутки времени разработки строятся карты обводнения участков

и по ним определяются границы заводненных зон. Текущая нефтеотдача по ним определяется как отношение накопленного отбора нефти с участка, ограниченного линией минимального пластового давления, к геологическим запасам нефти заводненной зоны. Сравнение значения текущей нефтеотдачи по заводненным зонам по опытному и контрольному участкам необходимо проводить на одинаковый период разработки. По этому методу оценивается прирост текущей нефтеотдачи с учетом темпов отбора нефти.

3.5.5. По относительным фазовым проницаемостям для нефти и воды по промысловым данным

Эффективность нового метода увеличения нефтеотдачи может быть оценена сравнением относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды при закачке ПАВ и обычной воды.

Относительные фазовые проницаемости для нефти ($K_н$) и воды ($K_в$) определяются следующим образом [I4] :

$$K'_в = \frac{\frac{q_{ж.тек} \cdot \Delta P_{нач.}}{q_{ж нач} \cdot \Delta P_{тек.}}}{M_o\left(1 + \frac{1 - f_в}{f_в}\right)}; \qquad (2I)$$

$$K'_н = M_o \cdot K'_в \left(\frac{1 - f_в}{f_в}\right), \qquad (22)$$

где $q_{ж.нач.}$; $q_{ж.тек.}$ – начальные и текущие дебиты жидкости, $м^3$/сут.;

$\Delta P_{нач.}$; $\Delta P_{тек.}$ – начальные и текущие перепады давлений между контуром питания и зоной отбора, кгс/$см^2$;

$f_в$ – доля воды в добываемой продукции, б/р.

Текущая водонасыщенность, в зависимости которой строятся диаграммы относительных фазовых проницаемостей, находится из соотношения

$$\sigma_{в.ср} = \frac{\Sigma Q_н + Q_{в.пол}}{V_{пор}}, \qquad (23)$$

где $\sigma_{в.ср.}$ – текущая водонасыщенность.

При таком методе определения относительных фазовых проницаемостей текущая водонасыщенность предполагается распределенной равномерно по всему объему пласта.

Рассчитанные по (2I), (22) относительные фазовые проницаемости используются для оценки эффективности процесса вытеснения нефти.

При более эффективном процессе $К'_н$ и $К'_в$ или только $К'_н$ на одинаковые значения $\sigma_{в.ср.}$ должны быть выше.

3.6. Оценка эффективноси применения ПАВ с использованием многофакторного анализа

Во ВНИИ разработана методика расчета текущей и конечной нефтеотдачи при обычном заводнении [15] с использованием линейного многофакторного корреляционного анализа. В Башнипинефти эта методика была применена для оценки эффективности применения ПАВ. По этой методике прирост нефтеотдачи определяется на одинаковые значения закачки в объемах пор как разница между фактической нефтеотдачей с закачкой ПАВ и расчетной при закачке обычной воды на одном и том же участке.

При оценке эффективности по методу многофакторного корреляционного анализа результаты мало зависят от границ участков и в то же время более полно учитывают природные условия и фактически сложившуюся систему разработки. Этот метод выгодно отличается тем, что при оценке прироста нефтеотдачи нет необходимости подбора сравниваемых участков, которые, как

правило, всегда будут отличаться от опытного геологическим строением пластов и условиями разработки.

3.7. Оценка эффективности применения ПАВ по результатам бурения оценочных скважин

Эффективность нового метода увеличения нефтеотдачи может быть определена путем оценки остаточной нефтенасыщенности в промытой зоне пласта на основании исследования кернов, отобранных из этих зон. Для этого в промытой зоне пласта как на опытном, так и на контрольном участках необходимо пробурить оценочные скважины со сплошным отбором керна. При выборе места расположения оценочных скважин необходимо соблюдать следующие условия:

- наличие в продуктивном разрезе одноименных пластов;
- высокая и одинаковая степень промывки участков.

Для получения наиболее достоверных данных количество оценочных скважин должно быть не менее 5 на каждом участке.

Эффективность метода увеличения нефтеотдачи по оценочным скважинам может быть определена двумя методами:

- по результатам определения остаточной нефтенасыщенности по керновому материалу по известной методике;
- по результатам определения остаточной нефтенасыщенности геофизическими методами [16] .

По результатам исследований можно определить влияние закачиваемого агента на степень выработки пласта, охват заводнением по толщине пласта, коэффициент вытеснения нефти из промытой зоны пласта по сравнению с закачкой воды.

3.8. Оценка эффективности применения ПАВ геофизическими методами

В настоящее время разработана методика оценки остаточной нефтенасыщенности пласта путем применения импульсного нейтронного каротажа в скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной [I6]. Эти исследования проводятся как по нагнетательным, так и по скважинам, отбирающим высокообводненную продукцию на участках с закачкой воды и нового агента. Эффективность метода при этом оценивается путем определения остаточной нефтенасыщенности по сравниваемым группам скважин.

При выборе скважин для определения остаточной нефтенасыщенности и сравнения необходимо соблюдать следующие требования:

- наличие в продуктивном разрезе одноименных пластов;
- сравнительно одинаковая толщина продуктивных пластов, но не менее 3 м;
- одинаковая обводненность добываемой продукции и суточный отбор жидкости;
- одинаковый накопленный отбор жидкости (закачки) на метр толщины.

Для получения наиболее достоверных данных количество исследуемых соответственно нагнетательных и отбирающих скважин должно быть не менее I0 на каждом участке.

Исследования по определению остаточной нефтенасыщенности необходимо проводить по скважинам, в которых эксплуатационная колонна герметична и отсутствует заколонная циркуляция жид-

кости между изучаемым пластом и неперфорированным пластом-коллектором.

Наиболее достоверные результаты могут быть получены при исследовании скважины, в которой вскрыт один пласт.

При нескольких интервалах перфорации исследования проводятся в каждом из них последовательно при изоляции их друг от друга.

3.9. Оценка эффективности применения ПАВ методом математического моделирования

Наряду с перечисленными выше методиками для оценки эффективности заводнения месторождений растворами ПАВ можно использовать и методы математического моделирования, изложенные в разделе 4. Для этого на основе перечисленных в разделе экспериментальных и геолого-промысловых данных по имеющейся предистории разработки на первом этапе решается задача идентификации пластовых параметров принятой математической модели процесса (толщины, пористости, проницаемости и т.д.). Критерием адекватности математической модели и объекта разработки можно принять условие минимальных отклонений расчетных и фактических зависимостей показателей заводнения.

На втором этапе производятся расчеты процесса разработки месторождения при вытеснении раствором ПАВ и обычном заводнении. Оценка эффективности метода получается путем сравнения расчетных (совпадающих с фактическими) показателей при вытеснении нефти водой с добавками ПАВ с расчетными показателями разработки этой же залежи при обычном заводнении.

В течение разработки объектов по мере накопления промысловой информации параметры математической модели периодически уточняются и вновь производится расчет показателей заводнения залежи при вытеснении нефти раствором ПАВ и водой.

3.10. Влияние геологической неоднородности на оценку нефтеотдачи

При оценке влияния ПАВ на нефтеотдачу методом сравнения участков с закачкой ПАВ и воды необходимо иметь в виду, что по геолого-физической характеристике продуктивного пласта, как правило, участки будут отличаться. Поэтому возникает необходимость оценки геологической неоднородности продуктивных пластов и влияния ее на нефтестдачу.

Для оценки геологической неоднородности используются, как известно, многие геологические показатели. Однако, отдельные показатели неоднородности не могут характеризовать с достаточной полнотой изменчивость геолого-физических свойств пласта и (особенно влияние последней на характер выработки) и имеют в большинстве случаев качественный характер.

Для количественной оценки геологической неоднородности рекомендуется использовать комплексный показатель неоднородности [17,18,19,20]. При оценке неоднородности пласта использовались: пористость, нефтенасыщенность, эффективная нефтенасыщенная толщина и толщина пропластков.

Как показали исследования [17,18] изменчивость средних значений пористости и нефтенасыщенности по объектам терригенного девона составляет около 10%, а изменчивость соответствующих коэффициентов вариаций доходит до 300%. Сопо-

ставление средней эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины пропластков с соответствующими величинами вариации показало отсутствие между ними корреляционной связи и поэтому для расчета комплексного показателя геологической неоднородности брались средние значения толщин. Аналитическое выражение комплексного показателя неоднородности имеет вид:

$$K_{неод} = \frac{W_m \cdot W_{k_н}}{\bar{M}H_{эф.н} \cdot \bar{M}h_{прослн.}}, \qquad (24)$$

где W_m; $W_{k_н}$ – коэффициенты вариации пористости и нефтенасыщенности;

$\bar{M}H_{эф.н.}$; $\bar{M}h_{прослн.}$ – математическое ожидание значений нефтенасыщенной толщины и толщины пропластков.

Расчет коэффициентов, входящих в комплексный показатель неоднородности, осуществляется по формулам математической статистики.

В предложенном показателе неоднородности числитель характеризует изменчивость емкостной характеристики пласта коллектора, т.е. микронеоднородность, а знаменатель – макронеоднородность пласта, связанную с наличием прерывистости, расчлененности и выклинивания пласта, а также с уменьшением толщины на участках с обширными водонефтяными зонами. Было проведено сопоставление $K_{неод.}$ с коэффициентами использования запасов по всем основным объектам терригенного девона Башкирии и некоторым объектам Татарии. Сопоставление проводилось по тем месторождениям и участкам, где перетоки нефти были незначительны или отсутствовали

совершенно. Была построена серия зависимостей (рис. 2) $К_п = (К_{неод.})$ при фиксированных значениях обводненности продукции скважин. Коэффициенты использования запасов при 80, 90, 95, 98% обводненности продукции определялись при помощи статистических методов оценки конечной нефтеотдачи, причем $К_п$ при 98% обводненности продукции можно считать конечным коэффициентом нефтеотдачи. Полученная зависимость имеет аналитическое выражение вида:

$$К_п = a - bК_{неод}, \qquad (24а)$$

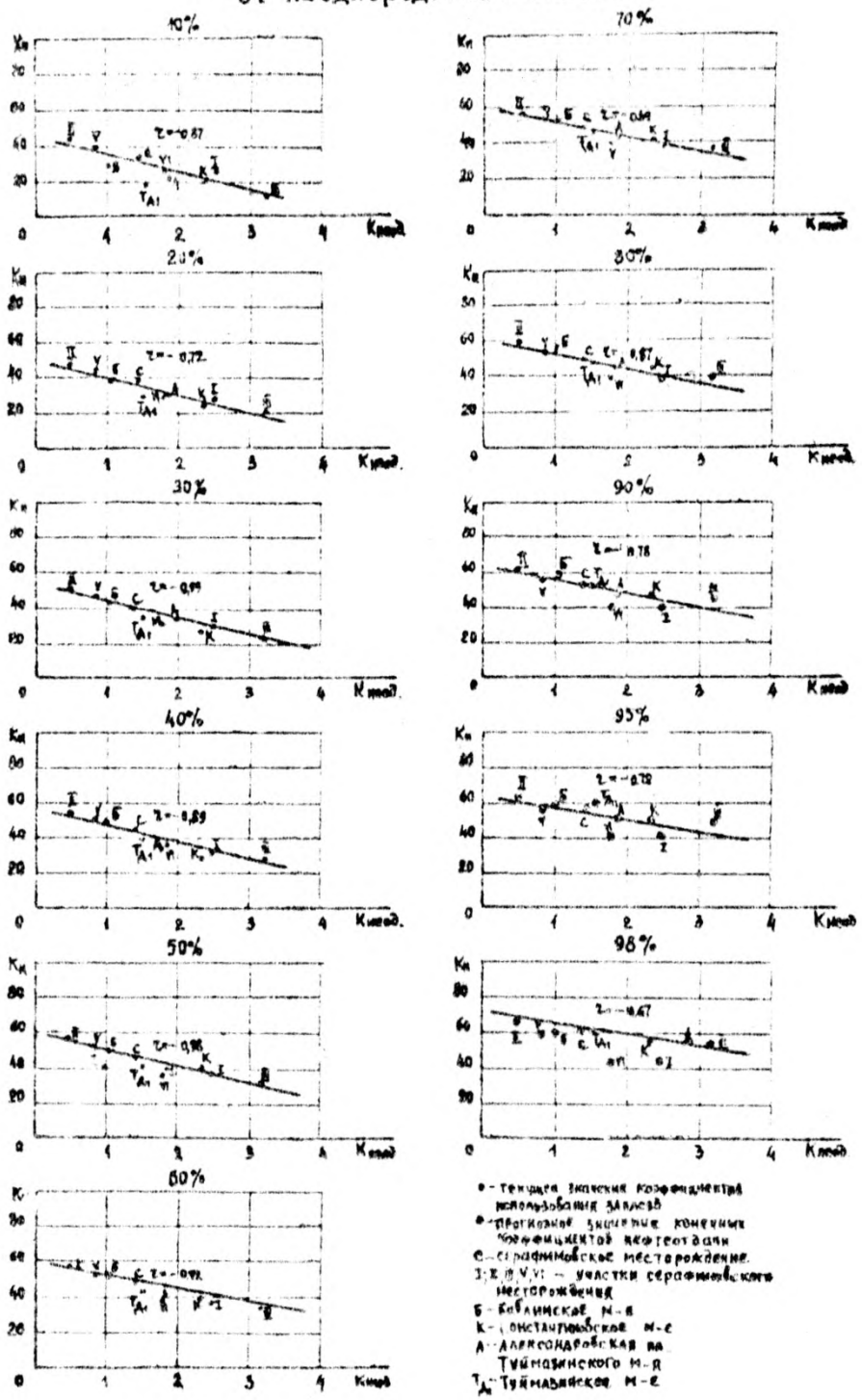
где a и b – постоянные коэффициенты для данной обводненности продукции (табл. 4).

Таблица 4

Значения коэффициентов регрессии

Среднегодовой процент обводненности	$К_п = f(К_{неод})$ коэффициент корреляции ($-r$)	уравнение регрессии
I0	0,869	0,4434 - 0,0897 $К_{неод}$
20	0,7I7	0,4984 - 0,0992 $К_{неод}$
30	0,998	0,5384 - 0,0952 $К_{неод}$
40	0,896	0,5668 - 0,095 $К_{неод}$
50	0,982	0,585 - 0,0922 $К_{неод}$
60	0,9I7	0,5939 - 0,0876 $К_{неод}$
70	0,842	0,600 - 0,0825 $К_{неод}$
8С	0,875	0,6I42 - 0,0828 $К_{неод}$
90	0,780	0,6255 - 0,0745 $К_{неод}$
95	0,72I	0,635 - 0,0668 $К_{неод}$
98	0,673	0,65I3 - 0,0582 $К_{неод}$

Зависимость коэффициента использования запасов от неоднородности пласта


10%
70%
20%
80%
30%
90%
40%
95%
50%
98%
60%
Кнеод.
Кн
τ=0,87
τ=0,72
τ=0,99
τ=0,89
τ=0,98
τ=0,92
τ=0,78
τ=0,67
τ=0,84
τ=0,87
τ=0,72
τ=0,67
τ=0,92
τ=0,84
τ=0,78

Использование данной методики позволило определить прогнозные коэффициенты нефтеотдачи, исходя из геолого-физической характеристики пласта по объектам терригенного девона Западной Башкирии с осложненными технологическими условиями разработки, связанных с неодновременным разбуриванием скважин и наличием перетоков нефти.

Предварительный анализ, сделанный для залежей высоковязкой нефти терригенной толщи нижнего карбона по оценке геологической неоднородности показал, что неоднородность этих залежей значительно выше, чем девонских и считаем, что после составления эталонированной зависимости по этим объектам разработки (аналогично рис. 2). предлагаемую методику можно будет использовать и для этих коллекторов.

3.II. Оценка эффективности при применении ПАВ с начала заводнения

В этом случае эффективность метода может быть оценена следующим путем:

- сравнением коэффициента охвата заводнением по толщине пласта и удельного коэффициента приемистости нагнетательных скважин участков с закачкой ПАВ и воды по методике, изложенной в подразделах 3.3. и 3.4.;

- сравнением показателей разработки (обводнения добываемой продукции, нарастающего водо-нефтяного фактора, темпа отбора нефти, нефтеотдачи, относительных фазовых проницаемостей)участка с закачкой ПАВ (опытный) с показателями разработки аналогичного участка с закачкой воды (контрольный) по методике, изложенной в подразделе 3.5.;

- бурением на этих участках оценочных скважин и определением остаточной нефтенасыщенности геофизическими методами, исследованием кернового материала, отобранного по этим скважинам, по методикам, изложенным в подразделах 3.7. и 3.8;

- исследованием остаточной нефтенасыщенности геофизическими методами по нагнетательным и высокообводненным эксплуатационным скважинам этих участков по методике, изложенной в подразделе 3.8.;

- методом многофакторного корреляционного анализа по методике, изложенной в подразделе 3,6;

- методом математического моделирования по методике, изложенной в подразделе 3.6.

3.12. Оценка эффективности использования ПАВ на месторождениях после некоторого периода разработки обычным заводнением

Здесь имеется в виду, что метод испытывается на участке (месторождении), ранее разрабатываемом с закачкой обычной воды.

Так же как и в случае испытания метода с начала заводнения эффективность применения ПАВ после обычного заводнения может оцениваться путем сравнения показателей разработки опытного участка (месторождения) с показателями разработки аналогичного участка (месторождения) с закачкой обычной воды (контрольный). При этом оценка эффективности ведется по методикам, изложенным в подразделе 3.5. В этом случае сравнение анализируемых зависимостей по опытному и контрольному участкам производится с момента начала закачки ПАВ (т.е.

накопленный отбор нефти и воды к началу закачки ПАВ по сравниваемым участкам из анализа исключается).

Оценить эффективность метода после некоторого периода разработки с применением обычного заводнения можно также путем сравнения показателей разработки до и в процессе испытания метода. В этом случае влияние метода на работу нагнетательных скважин может быть определено путем сравнения данных их эксплуатации при закачке воды и водного раствора испытуемого реагента по методике, изложенной в подразделе 3.5.

Значительно сложнее вопрос сопоставления показателей разработки пласта. С этой целью по эксплуатационным скважинам по фактическим данным при закачке обычной воды строится график зависимости $f_н = f(a)$, где $f_н$ - доля нефти в добываемой жидкости по скважинам участка, a - параметр, в зависимости от которого анализируется $f_н$. Затем, после начала испытания метода, эта кривая экстраполируется (строится прогнозная кривая). На этот график наносится фактическая кривая $f_н' = f(a)$ при испытании метода. Эффективность определяется путем сравнения показателей разработки при применении метода с аналогичными прогнозными показателями при закачке обычной воды в сравниваемых условиях, по изложенной выше методике. Эта методика позволяет исключить влияния геологических факторов на результаты оценки эффективности, так как анализ проводится на одном и том же месторождении. Необходимо учесть, что использование данной методики предусматривает относительное сохранение постоянного фонда скважин и отбора жидкости.

3.13. Оценка эффективности применения ПАВ при очаговом заводнении

Оценка эффективности применения ПАВ при очаговом заводнении может производиться методом сопоставления показателей разработки очагов с закачкой ПАВ и с закачкой обычной воды

Для этого необходимо подобрать аналогичные в геолого-промысловом отношении очаги с закачкой раствора ПАВ и воды. При этом необходимо учесть, что представительность полученных результатов повышается с увеличением количества анализируемых очагов. На оценку эффективности применения ПАВ при очаговом заводнении влияют множество факторов. Это прежде всего различия в геологическом строении участков, стадии и условии разработки очагов к моменту анализа и т.д. Поэтому для более точной оценки эффективности применения ПАВ необходимо стремиться, чтобы выбранные очаги были близки по следующим основным характеристикам:

- по геологической неоднородности продуктивных пластов (песчанистости, расчлененности, выдержанности);

- по осредненным величинам толщины и проницаемости пластов в зоне нагнетания;

- по осредненным величинам толщины и проницаемости пластов в зоне отбора;

- по свойствам пластовых жидкостей и распределению их по объему пласта;

- по системе размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин (сетке скважин, запасов нефти на единицу площади и т.д.);

- по гидродинамическим условиям эксплуатации пластов (одноименности разрабатываемых пластов, состоянию раздренированности пластов к моменту внедрения заводнения и метода увеличения нефтеотдачи, перепадам давления и т.д.).

При очаговом испытании метода важно правильно определять границы воздействия закачиваемого агента. Так же как и в разделе 3.2. при проведении границ необходимо использовать карты изобар, изопахит, данные о динамике обводнения скважин, а также результаты исследований физико-химических свойств закачиваемой и попутно-добываемой воды. В случае, если недостаточно промысловых исследований ($P_{пл}$, процент воды, физико-химические исследования воды), для этой цели необходимо брать зону площади, ограниченной половиной расстояния между эксплуатационными скважинами первого и второго рядов от очаговой нагнетательной. При этом необходимо примерное равенство объемов закачанной воды и отобранной жидкости очагов.

Для соблюдения идентичности гидродинамических условий эксплуатации очагов рекомендуется выбирать для анализа такие очаги, в которых заводнение внедрено с начала эксплуатации, чтобы темпы освоения заводнения были бы близкими. Анализ по этим очагам необходимо проводить за период влияния на выбранные эксплуатационные скважины только опытной нагнетательной. В случае ввода новых нагнетательных скважин, влияющих на работу скважин очага, этот очаг из анализа в дальнейшем исключается. Кроме того, при анализе должны учитываться вновь вводимые эксплуатационные скважины, находящиеся в пределах границ очагов и разрабатывающие те же пласты. Для оценки влияния закачки на показатели

работы очагов, добытую нефть и воду до начала испытания метода из анализа необходимо исключить.

Эффективность влияния ПАВ можно определять путем сравнения следующих основных показателей:

- окорости продвижения закачиваемой воды и раствора ПАВ по пласту;

- доли обводнившихся скважин от общего количества скважин очагов;

- нефтеотдачи очагов за безводный период эксплуатации (к моменту появления воды в первой скважине);

- текущей нефтеотдачи;

- текущей обводненности и нарастающего водо-нефтяного фактора.

При этом сравнение этих показателей можно проводить как по отдельным очагам, так и в целом по очагам с закачкой ПАВ и воды. Но мы считаем, что для оценки эффективности метода увеличения нефтеотдачи, более правильно, сравнивать эти показатели в целом по очагам с закачкой ПАВ и с закачкой воды. Так как в этом случае нивилируются различия очагов по геологической неоднородности пластов и повышается представительность полученных данных. Анализ показателей разработки проводится в зависимости от параметров:

$$\lambda = \frac{\Sigma Q_в}{\Sigma Q_н}; \quad \tau_ж = \frac{\Sigma Q_ж}{V_{пор}}; \quad \eta_н = \frac{\Sigma Q_н}{Q_{г.з.}}; \quad (24б, 24в, 24г)$$

При определении этих показателей в сумме по очагам с закачкой ПАВ и с закачкой воды, соответственно складываются значения отборов нефти, воды, жидкости и балансовых запасов нефти их на одинаковые значения λ и $\tau_ж$. При сравнении необходимо учесть, что очаги могут находиться на разных

стадиях разработки. Может быть, что часть очагов не достигла анализируемых значений λ или $c_{ж}$. В этом случае они исследуются до достигнутых значений этих параметров, а затем из анализа исключаются.

4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ РАСТВОРАМИ ПАВ

Основу методики составляет гидродинамическая модель двухфазной фильтрации нефти и водного раствора ПАВ в пористой среде. Лабораторными опытами было установлено, что добавка ПАВ в закачиваемую воду увеличивает коэффициент вытеснения нефти и интенсифицирует капиллярную пропитку. Эти факторы, определяющие повышение конечной нефтеотдачи при нагнетании ПАВ, учитываются в гидродинамической модели введением зависимостей кривых относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от концентрации реагента в воде.

Для небольших участков залежей могут быть использованы методы математического моделирования с наиболее полным учетом всех исходных данных и многомерности рассматриваемых потоков. Однако их применение для крупных залежей с большим числом эксплуатационных и нагнетательных скважин, многообразием свойств пластов, пластовых жидкостей, систем размещения и режимов эксплуатации скважин затруднительно. Кроме того, следует учесть, что в проектных документах по месторождению технологические показатели его разработки при обычном заводнении (базовый вариант) рассчитываются по традиционным методикам. Задача заключается в том, чтобы не только определить показатели разработки месторождения для данного метода, но и сопоставить их с соответствующими показателями базового варианта. В целях преодоления указанных трудностей была создана специальная методика. Она заключается в преобразовании ряда характеристик вытеснения варианта с обычным заводнением в связи с закономерностями их изменения при пе-

реходе на закачку растворов ПАВ для типичных участков или элементов системы разработки. Для установления этих закономерностей используются методы математического моделирования процесса заводнения залежей.

Следует подчеркнуть, что при этом могут быть использованы различные расчетные модели: от наиболее простой квазиодномерной до полной трехмерной модели пласта с учетом всего комплекса гидродинамических, капиллярных и гравитационных сил, в значительной степени определяющих эффективность вытеснения нефти водным раствором ПАВ.

В данном разделе используются следующие основные условные обозначения:

$\vec{V}_н$, $\vec{V}_в$ – скорости фильтрации фаз, м/сек;

m – пористость, доли;

s – нефтенасыщенность, доли;

k – абсолютная проницаемость, $м^2$;

$k_н$, $k_в$ – относительные фазовые проницаемости;

$\mu_н$, $\mu_в$ – вязкости фаз, н·сек/$м^2$;

$p_н$, $p_в$ – давления в фазах, н/$м^2$;

$p_к$ – капиллярное давление, н/$м^2$;

$q_н$, $q_в$ – плотность моделирующих скважины источников и стоков, $м^3$/сек·$м^3$;

$\gamma_н$, $\gamma_в$ – объемные веса фаз, н/$м^3$;

c – концентрация водного раствора ПАВ, н/$м^3$;

a – количество адсорбированного ПАВ в единице объема пористой среды, н/$м^3$;

$\mathcal{D}$ – коэффициент диффузии, $м^2$/сек;

β – кинетический коэффициент; $сек^{-1}$;

Γ – постоянная Генри;

$\Delta x, \Delta y, \Delta z$ – шаги разностной сетки, м;

t – время, сек;

r_c – радиус скважины, м;

$F = \dfrac{K_н / \mu_н}{K_н/\mu_н + K_в/\mu_в}$ – доля нефти в двухфазном потоке.

Считаем, что индексы "Н" и "В" относятся соответственно к нефти и водному раствору ПАВ.

4.I. Гидродинамическая модель и основные уравнения

Гидродинамическая модель процесса вытеснения нефти водорастворимыми поверхностно-активными веществами была развита в работах [22,23]. Она включает в себя уравнения неразрывности фаз и компонент, а также уравнения сорбции реагента на твердую поверхность окружающей пористой среды.

В принятых обозначениях уравнения неразрывности для нефти и водного раствора ПАВ имеют вид:

$$div \vec{V}_н + \frac{\partial}{\partial t}(ms) = q_н \ , \qquad (25)$$

$$div \vec{V}_в + \frac{\partial}{\partial t}[m(1-s) + a] = q_в \ , \qquad (26)$$

$$div[m\mathcal{D}(1-s)\,grad\,c] + div(\vec{V}_в c) + \frac{\partial}{\partial t}[m(1-s)c + ac] = q_в c \ . \qquad (27)$$

Примем, что для скоростей фильтрации $\vec{V}_н$ и $\vec{V}_в$ выполнен обобщенный закон Дарси:

$$\vec{V}_н = -\frac{K K_н}{\mu_н} grad(p_н + \gamma_н z) \ , \qquad (28)$$

$$\vec{V}_в = -\frac{K K_в}{\mu_в} grad(p_в + \gamma_в z) \qquad (29)$$

и давления в фазах связаны соотношением:

$$P_н - P_в = P_к.$$

Величину адсорбции a определим следующим образом:

$$a = a^\circ \delta(s) , \qquad (30)$$

где a° – количество ПАВ, адсорбированного единицей объема пористой среды при $s = 0$, т.е. при его полном насыщении водным раствором ПАВ, $\delta(s)$ – безразмерная функция, учитывающая, что при двухфазном течении не вся удельная поверхность породы контактирует с водным раствором ПАВ. Функция $\delta(s)$ должна определяться экспериментально и удовлетворять очевидным условиям $\delta(0) = I$ и $\delta(I) = 0$. Обычно считается $\delta(s) = I - s$.

Концентрация C и адсорбция a° связаны уравнением кинетики

$$\frac{\partial a^\circ}{\partial t} = \beta (c - c_*) , \qquad (31)$$

где c_* – концентрация раствора, равновесная адсорбции a° . Зависимость между a° и c_* определяется изотермой адсорбции

$$a^\circ = g(c_*) . \qquad (32)$$

При небольших концентрациях эта зависимость часто является линейной, т.е. имеет место изотерма Генри

$$a^\circ = \Gamma c_* . \qquad (33)$$

Таким образом, в общем случае рассматриваемый процесс описывается системой уравнений (25)-(32).

Пренебрегая весьма незначительной долей адсорбированных добавок в уравнении неразрывности водной фазы, приведем уравнения (25)-(32) к следующему виду:

$$div \vec{V}_н = -m \frac{\partial s}{\partial t} + q_н , \qquad div \vec{V}_в = m \frac{\partial s}{\partial t} + q_в , \qquad (34)$$

$$div\left[m\mathcal{D}(1-s)\,grad\,c\right]+div(\vec{V}_в c)=-\frac{\partial}{\partial t}\left[m(1-s)c+a\right]+q_в c\,. \qquad (35)$$

В пластовых условиях с достаточной степенью точности процесс адсорбции можно считать равновесным [24] . В этом случае из (30)-(32) следует

$$a=\delta(s)\,g(c). \qquad (36)$$

Используя (36), уравнение (35) запишем в виде:

$$div\left[m\mathcal{D}(1-s)\,grad\,c\right]+div\,(\vec{V}_в c)= =-m\frac{\partial}{\partial t}\left\{\left[1-s+\delta(s)g(c)/mc\right\}+q_в c\,. \qquad (37)$$

После несложных алгебраических преобразований уравнения (34), (35), (36) могут быть сведены к следующей системе уравнений:

$$div\left[\frac{K K_н}{\mu_н}grad\,(p+p_к+\gamma_н z)+\frac{K K_в}{\mu_в}grad\,(p+\gamma_в z)\right]+q=0\,, \qquad (38)$$

$$div\left[\frac{K K_н}{\mu_н}grad\,(p+p_к+\gamma_н z)\right]=m\frac{\partial s}{\partial t}-q_н\,, \qquad (39)$$

$$div\left[m\mathcal{D}(1-s)grad\,c\right]-div\left[\frac{K K_в}{\mu_в}c\cdot grad\,(p+\gamma_в z)\right]=-m\frac{\partial}{\partial t}(\Psi c)+q_в c\,, \qquad (40)$$

где $q=q_н+q_в$, $\Psi=1-s+\delta(s)g(c)/mc$, $p=p_в$.

При заданных зависимостях $K_н(s,c)$, $K_в(s,c)$, $p_к(s,c)$, $\delta(s)$, $g(c)$ система уравнений (38)-(40) является замкнутой относительно неизвестных: s , p , c .

В начальный момент времени задается распределение насыщенности и концентрации по пласту. Кровля и подошва пласта считаются непроницаемыми. При необходимости учета оттока или притока жидкости за пределы моделируемого участка на этой границе задается либо расход, либо давление. В противном случае вся граница считается непроницаемой. В том случае, когда через какую-либо часть границы втекает жидкость из

внешней области по отношению к рассматриваемой, то на ней дополнительно должно быть задано значение доли одной из фаз и концентрации реагента. Концевыми эффектами пренебрегаем.

Решение уравнений (38)-(40) осуществляется численно, по дивергентным разностным схемам сквозного счета. Применение этих схем для различных моделей течения будет расомотрено ниже.

4.2. Методика расчета процесса вытеснения нефти водным раствором ПАВ на основе одномерных уравнений фильтрации

В этом разделе приводятся расчетные схемы вытеснения нефти водными растворами ПАВ из слоисто-неоднородного пласта, вскрытого рядами эксплуатационных и нагнетательных скважин. Неоднородность пласта моделируется заданием конечного числа прослоев различной проницаемости и мощности. Считаем, что все слои одинаковой длины и ширины, перетоки между ними отсутствуют. Влиянием капиллярных и гравитационных сил и диффузии пренебрегаем.

При линейной изотерме адсорбции для прямолинейного одномерного течения из (38)-(40) получим следующую систему уравнений, описывающую процесс совместной фильтрации нефти и раствора ПАВ в j -ом прослое:

$$\frac{\partial}{\partial x}(VF)_j = -m\frac{\partial S_j}{\partial t} + q_{н,j} \quad , \qquad (41)$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[V(1-F)c\right]_j = -m\frac{\partial}{\partial t}(\Psi c)_j + q_{в,j}c_j \quad , \qquad (42)$$

$$j = \overline{1,ж} \; ; \quad \Psi = 1 - s + \delta(s)\Gamma/m \; ,$$

где $æ$ – число прослоев,

V_j – скорость фильтрации,

F_j – доля нефти в потоке,

$q_{нj}$ и $q_{бj}$ – члены, учитывающие работу скважин.

Рассмотрим метод решения уравнений (41), (42).

Произведем разбиение моделируемого участка пласта на M_x ячеек (интервалов) равной длины $\Delta X = L/M_x$, по каждой ячейке введем среднее значение насыщенности $S_{i,j}$ и концентрации $c_{i,j}$. Тогда для (41) и 42) можно написать конечно-разностные аналоги в следующем виде:

$$m\frac{S^{n+1}_{i,j}-S^{n}_{i,j}}{\Delta t} = -\frac{(VF)^{n}_{i+1/2,j}-(VF)^{n}_{i-1/2,j}}{\Delta x} + Q_{\nu,j}F^{n}_{i\nu,j}/\Delta x L_1 H_j \,, \qquad (43)$$

$$\Delta x\, m\,\frac{\Psi^{n+1}_{i,j}c^{n+1}_{i,j}-\Psi^{n}_{i,j}c^{n}_{i,j}}{\Delta t} = -V^{n}_{i+1/2,j}(1-F^{n}_{i+1/2,j})c^{n}_{i+1/2,j} +$$

$$+V^{n}_{i-1/2,j}(1-F^{n}_{i-1/2,j})c^{n}_{i-1/2,j} + Q^{n}_{\nu,j}(1-F^{n}_{i\nu,j})c^{n}_{i\nu,j}/H_j L_1 \,, \qquad (44)$$

где Δt – шаг по времени,

n – номер временного слоя.

Для нахождения распределения насыщенности и концентрации необходимо знать скорость фильтрации и дебиты скважин в каждом прослое. Они определяются по формулам, которые аналогичны формулам Ю.П.Борисова [25] и которые для ν -ой скважины в j -ом прослое имеют вид:

$$A^{n}_{\nu-1,j}(p^{n}_{\nu-1,j}-p^{n}_{\nu,j}) + Q^{n}_{\nu,j} + A_{\nu,j}(p^{n}_{\nu+1,j}-p^{n}_{\nu,j}) = 0, \quad \nu=\overline{1,N-1}; \qquad (45)$$

где $Q^{n}_{\nu,j}$ – расход ν -ой скважины в j -ом прослое ($Q^{n}_{\nu,j} > 0$ для нагнетательной скважины),

$p^{n}_{\nu,j}$ – пластовое давление в окрестности ν -ой скважины в j -ом прослое,

N – число рядов.

Коэффициенты уравнения определяются следующим образом

$$A^n_{\nu,j} = L_1 H_j \kappa_j \left[\left(\mathcal{K}^n_{i\nu,j} + \mathcal{K}^n_{i(\nu+1),j} \right) \frac{\Delta x}{2} + \sum_{i=i\nu}^{i(\nu+1)} \left(\mathcal{K}^n_{i,j} \right)^{-1} \Delta x \right]^{-1},$$

$$\nu = \overline{1, N-1}; \qquad (46)$$

$$A^n_{0,j} = 0, \quad A^n_{N,j} = 0,$$

где

$$\mathcal{K}^n_{i,j} = \left(\frac{\kappa_н}{\mu_н} + \frac{\kappa_в}{\mu_в} \right)^n_{i,j},$$

$i\nu$ – ячейка, в которой расположена скважина ν-го ряда,

H_j – мощность j-го прослоя, м,

L_1 – расстояние между скважинами в рядах, м,

κ_j – проницаемость j-го прослоя, м^2.

В случае задания на скважинах забойных давлений будем считать, что они одинаковы для каждого пропластка. Тогда имеем

$$Q^n_{\nu,j} = \alpha^n_{\nu,j} \left(p^n_{з,\nu} - p^n_{\nu,j} \right),$$

$$\alpha^n_{\nu,j} = \frac{2\pi \kappa_j H_j \gamma_\nu \left(\frac{\kappa_н}{\mu_н} + \frac{\kappa_в}{\mu_в} \right)^n_{i\nu,j}}{\ln R/r_c}, \qquad R = \sqrt{\frac{\Delta x \cdot L_1}{\pi}} \qquad (47)$$

Здесь $p_{з,\nu}$ – забойное давление, γ_ν – доля участия ν-го ряда в отборе или закачке для рассматриваемого элемента системы заводнения.

При задании дебита скважины распределение его по прослоям осуществляется следующим образом:

$$Q^n_{\nu,j} = \alpha^n_{\nu,j} \left(\frac{Q_\nu + \sum_j \alpha^n_{\nu,j} p^n_{\nu,j}}{\sum_j \alpha^n_{\nu,j}} - p^n_{\nu,j} \right), \qquad (48)$$

где Q_ν – общий расход (дебит) скважины.

Подставляя соответствующее выражение для Q^n_{ν,j_n} в (45), решаем систему уравнений относительно давлений $p^n_{\nu,j}$ прогонкой по ν или методом Гаусса. Зная пластовые давления в окрестностях скважин определяем дебиты скважин в каждом пласт по формуле (47) и по (48) в случае задания дебитов скважин.

Скорость фильтрации жидкости от ν -ой скважины к (ν +I)-ой определяется из соотношения

$$V^n_{\nu,j} = A^n_{\nu,j}\,(p^n_{\nu,j} - p^n_{\nu+1,j})/L_i H_j . \qquad (49)$$

Зная начальное значение насыщенности и концентрации, определяем численные значения коэффициентов $A^n_{\nu,j}$. После расчета давлений в окрестности каждой скважины из системы уравнений (45) переходим к вычислению распределения насыщенности и концентрации по схемам (43) и (44) на следующем временном слое.

Величина максимально допустимого шага по времени , определяемая условием устойчивости схем (43)-(44), находится путем численного эксперимента или по формулам, приведенным в [24] .

В (43) и (44) присутствуют члены, учитывающие работу скважины. Следовательно, под $F^n_{i\nu,j}$ и $c^n_{i\nu,j}$ следует понимать долю нефти и, соответственно, концентрацию в стволе скважины. Если скважина нагнетательная, то $F^n_{i\nu,j} = 0$, а $C^n_{i\nu,j} = C^n_{\text{з}}$ закачиваемой концентрации, если скважина эксплуатационная, то берутся значения в той ячейке, в которой данная скважина расположена. Значения доли нефти F и концентрация C с дробными индексами вычисляются следующим образом: например, если течение происходит из ячейки (i -I) в ячейку (i), то

$$F^n_{i-1/2,j} = F^n_{i-1,j} , \qquad c^n_{i-1/2,j} = c^n_{i-1,j} . \qquad (50)$$

В качестве $V^{n}_{i_y \pm 1/2, j}$ берется та скорость фильтрации между рядами, в зависимости от расположения границы между ячейками (i_y) и ($i_y \pm 1$) относительно скважин.

Отметим, что при расчете вытеснения оторочками раствора ПАВ частично необратимый характер адсорбции ПАВ можно учесть, уменьшив соответствующим образом значение коэффициента Генри при расчете концентрации в области, в которой происходит десорбция ПАВ, т.е. где $c^{n+1}_{i,j} < c^{n}_{i,j}$.

Рассчитав распределения насыщенности и концентрации на (n + I) -ом временном слое, можно определить для него все необходимые характеристики:

I. Среднюю нефтенасыщенность

$$\bar{S}^{n+1} = \frac{1}{H \cdot L} \sum_{j=1}^{\infty} \sum_{i=1}^{M_x} s^{n+1}_{i,j} \Delta x H_j \quad . \qquad (51)$$

2. Текущую нефтеотдачу

$$\eta^{n+1} = \frac{\bar{S}^{o} - \bar{S}^{n+1}}{\bar{S}^{o}} \quad . \qquad (52)$$

3. Текущий дебит нефти

$$q^{n+1}_{н,y} = \sum_{j=1}^{\infty} Q^{n}_{y,j} F^{n+1}_{i_y,j} \quad . \qquad (53)$$

4. Долю нефти в продукции скважин

$$F^{n+1}_{y} = Q^{n+1}_{y,н} / Q_{y} \quad . \qquad (54)$$

5. Количество отобранной нефти по скважинам

$$Q^{n+1}_{y,н} = \sum_{K=1}^{n+1} Q^{K}_{y,н} \Delta t \quad . \qquad (55)$$

и т.д.

После нахождения всех необходимых характеристик вычисления повторяются на следующем временном слое в такой же последовательности.

Как показали проведенные исследования основная погреш-

ность численного решения уравнений (41)- (42) связана о расчетом продвижения фронта концентрации по пласту, особенно при небольшом объеме оторочки. Однако и в этом случае основные технологические показатели при закачке ПАВ рассчитываются с достаточной степенью точности.

Для выявления более тонких эффектов, связанных с продвижением фронта вытеснения и концентрации могут применяться либо более сложные разностные схемы сквозного счета [26], либо специальные схемы со "слежением за скачком" [24]. "Слежение за скачком" может быть осуществлено в случае $\beta(s) \equiv I$ следующим образом.

Пусть на " n "-ом временном слое фронт концентрации в j -ом прослое имел координату $x^n_{c,j}$ и пусть " k_j " номер такой ячейки, что: $k_j \Delta x \leq x^n_{c,j} < (k_j+1)\Delta x$
Тогда до k_j -ой ячейки включительно концентрацию полагаем равной предельной, а с k_j+1 - начальной (нулевой). Затем по схеме (43) рассчитываем распределение насыщенности на $n+I$ временном слое. В следующий момент времени координата фронта реагента будет следующей:

$$x^{n+1}_{c,j} = x^n_{c,j} + \Delta t \cdot V^n_{c,j} \quad , \qquad (56)$$

где

$$V^n_{c,j} = \frac{V^n_j (1 - F^n_{k_j,j})}{m (1 - s^n_{k_j,j} + \Gamma/m)} \quad .$$

После этого вновь определяется номер k_j , новое распределение концентрации, а затем насыщенности на $n+2$ слое и т.д. Аналогичным образом рассчитывается и продвижение "заднего" фронта реагента при закачке оторочки ПАВ.

Изложенный метод расчета заводнения раствором ПАВ может быть применен и при численном моделировании вытеснения

нефти в заданных жестких трубках тока.

4.3. Трехмерное моделирование пласта

Для расчета заводнения участков с небольшим числом скважин и для выявления более полной картины процесса вытеснения нефти водным раствором ПАВ целесообразно применять двух- или трехмерную модель пласта с учетом различного типа неоднородности и всего комплекса сил (гравитационных, капиллярных и гидродинамических), вызывающих фильтрационные течения в пористой среде.

Рассматриваемую область течения разобьем системой взаимно перпендикулярных плоскостей на прямоугольные параллелепипеды (назовем их ячейками) объема $\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$, где $\Delta x = L_x/N_x$, $\Delta y = L_y/N_y$, $\Delta z = H/N_z$, L_x – длина,м; L_y – ширина,м; H – мощность пласта,м; N_x, N_y, N_z – количество ячеек по соответствующей координате.

Возьмем произвольную ячейку (i, j, κ) и введем средние по ячейкам значения давления $p_{i,j,\kappa}$, насыщенности $S_{i,j,\kappa}$ и концентрации реагента $c_{i,j,\kappa}$ (индексы i, j и κ могут принимать следующие значения: $i = \overline{1,N_x}$; $j = \overline{1,N_y}$; $\kappa = \overline{1,N_z}$).

Для решения системы уравнений материального баланса (38)–(39) используем метод, основанный на раздельном определении поля давлений и насыщенностей в пределах каждого временного слоя [27].

Конечно-разностный аналог уравнения (38) запишем в следующем виде:

$$\Delta a^n_н \Delta(p^n + p^n_к + \gamma_н z) + \Delta a^n_в \Delta(p^n + \gamma_в z) + q^n_{i,j,к} = 0 . \qquad (57)$$

Смысл обозначений вида $\Delta a \Delta p$ ясен из (58).

$$\Delta a \Delta p = a_{i+½,j,к}(p_{i+1,j,к} - p_{i,j,к}) - a_{i-½,j,к}(p_{i,j,к} - p_{i-1,j,к}) +$$

$$+ a_{i,j+½,к}(p_{i,j+1,к} - p_{i,j,к}) - a_{i,j-½,к}(p_{i,j,к} - p_{i,j-1,к}) +$$

$$+ a_{i,j,к+½}(p_{i,j,к+1} - p_{i,j,к}) - a_{i,j,к-½}(p_{i,j,к} - p_{i,j,к-1}). \qquad (58)$$

Вычисление коэффициентов $a^n_н$ и $a^n_в$ при соответствующих дробных значениях индексов покажем на двух примерах:

$$a^n_{н,i+½,j,к} = \frac{(к к^n_н)_{i+½,j,к}}{\mu_н \Delta x^2} ,$$

$$a^n_{в,i+½,j,к} = \frac{(к к^n_в)_{i+½,j,к}}{\mu \Delta x^2} .$$

Здесь относительные фазовые проницаемости с дробными значениями индексов вычисляются "по потоку"; если, например, течение происходит из ячейки с индексом i в ячейку с индексом $i + I$, то для устойчивости счета в качестве $к_{н,i+½,j,к}$ и $к_{в,i+½,j,к}$ берутся значения фазовых проницаемостей $к_{н,i,j,к}$ и $к_{в,i,j,к}$. Абсолютная проницаемость между ячейками вычисляется по правилу определения проводимости последовательно соединенных проводников

$$K_{i\pm1/2,j,\kappa} = \frac{2\,K_{i,j,\kappa}\cdot K_{i\pm1,j,\kappa}}{K_{i,j,\kappa} + K_{i\pm1,j,\kappa}} .$$

Учет работы скважины при известном забойном давлении осуществляется заданием функции источника по формуле:

$$q^{n}_{i,j,\kappa} = \alpha_{i,j,\kappa}\left(p^{n}_{з\,i,j,\kappa} - p^{n}_{i,j,\kappa}\right), \qquad (59)$$

где

$$\alpha_{i,j,\kappa} = \frac{2\pi\, a^{n}_{i,j,\kappa}\,\chi_{i,j}}{\Delta x\,\Delta y\,\ln R/z_c} ,$$

$a^{n}_{i,j,\kappa} = K_{i,j,\kappa}\left(\frac{K_н}{\mu_н} + \frac{K_в}{\mu_в}\right)^{n}_{i,j,\kappa}$ – полная проводимость в ячейке,

$\chi_{i,j}$ – доля общей производительности скважины, приходящейся на рассматриваемый элемент системы заводнения;

R – радиус круга, внутри которого течение в окрестности данной скважины считается плоскорадиальным и который вычисляется по формуле [28]

$$R = \Delta x^{1-\delta}\,\Delta y^{\delta}\exp\left(-\pi\,\delta\,\Delta y/\Delta x\right),$$

$$\delta^{-1} = 1 + \left(\Delta y/\Delta x\right)^{2} .$$

Забойное давление $p_{з,i,j,\kappa}$ против каждой ячейки в вертикальном направлении определяется согласно гидростатическому закону, при этом значение плотности жидкости в скважине принимается равной средневзвешенному по подвижности значению плотностей обеих фаз.

В случае задания дебита $q_{i,j}$ распределение его по прослоям может быть произведено в предположении, что

- разность между забойным давлением и давлением в ячейке является постоянной по мощности пласта,

- забойное давление по стволу скважины распределено по гидростатическому закону.

В первом случае расход в скважину из κ -ой ячейки может быть вычислен по формуле:

$$q^n_{i,j,\kappa} = \frac{a^n_{i,j,\kappa}}{\sum_{\kappa} a^n_{i,j,\kappa}} q^n_{i,j} \quad , \qquad (60)$$

а во втором- по более сложной формуле:

$$q^n_{i,j,\kappa} = a^n_{i,j,\kappa}\Big[q^n_{i,j}/a^n_{i,j} + \Delta\tilde{z}\Big(\kappa\gamma^n_{i,j,\kappa} - \frac{\sum_{\kappa}\kappa(a\gamma)^n_{i,j,\kappa}}{a^n_{i,j}}\Big) -$$

$$- p^n_{i,j,\kappa} + \Big(\sum_{\kappa} a^n_{i,j,\kappa}\, p^n_{i,j,\kappa}\Big)/a^n_{i,j}\Big] \quad , \qquad (61)$$

где $a^n_{i,j} = \sum_{\kappa} a^n_{i,j,\kappa}$,

$$\gamma^n_{i,j,\kappa} = \begin{cases} \gamma_в \text{ , если скважина нагнетательная} \\ \gamma_в(1-F^n_{i,j,\kappa}) + \gamma_н F^n_{i,j,\kappa} \text{ , если скважина эксплуатационная .} \end{cases}$$

Таким образом, в полученной системе линейных алгебраических уравнений (57) неизвестными величинами являются $p^n_{i,j,\kappa}$. Для ее решения выбран итерационный метод линейной верхней релаксации с прогонкой вдоль вертикальной линии и со специальным "уточнением", позволяющим существенно повысить скорость сходимости метода [29]. Модифицированный подобным образом метод линейной верхней релаксации является наиболее эффективным для рассматриваемого класса задач, т.к. хорошо учитывает их специфику, заключающуюся в наличии хорошего начального приближения

(распределение давления на предыдущем временном слое) и сильную "анизотропию" коэффициентов уравнения (характерные размеры области течения по простиранию, как правило, намного больше мощности пласта .

Запишем конечно-разностное уравнение (57) в виде:

$$a^{n}_{i+1/2,j,k}(p^{n}_{i+1,j,k}-p^{n}_{i,j,k})-a^{n}_{i-1/2,j,k}(p^{n}_{i,j,k}-p^{n}_{i-1,j,k})+$$

$$+a^{n}_{i,j+1/2,k}(p^{n}_{i,j+1,k}-p^{n}_{i,j,k})-a^{n}_{i,j-1/2,k}(p^{n}_{i,j,k}-p^{n}_{i,j-1,k})+$$

$$+a^{n}_{i,j,k+1/2}(p^{n}_{i,j,k+1}-p^{n}_{i,j,k})-a^{n}_{i,j,k-1/2}(p^{n}_{i,j,k}-p^{n}_{i,j,k-1})=$$

$$=d_{i,j,k}+\tilde{\alpha}\,p^{n}_{i,j,k} \quad , \qquad (62)$$

где d и $\tilde{\alpha}$ легко находятся из (57) и (59) или (60).

При задании только расходов необходимо фиксировать давление в одной из ячеек, т.к. решение уравнения для давления (57) в этом случае будет определено с точностью до произвольной постоянной.

Тогда метод линейной верхней релаксации с уточнением для решения конечно-разностного уравнения (62) сводится к следующему итерационному процессу:

$$u^{o}_{i,j,k}=p^{n-1}_{i,j,k} \quad ;$$

$$a^{n}_{i,j,k+1/2}\,u^{\nu+1/3}_{i,j,k+1}-(a^{n}_{i+1/2,j,k}+a^{n}_{i-1/2,j,k}+a^{n}_{i,j+1/2,k}+a^{n}_{i,j-1/2,k}+$$

$$+a^{n}_{i,j,k+1/2}+a^{n}_{i,j,k-1}+\tilde{\alpha})\,u^{\nu+1/3}_{i,j,k}+a^{n}_{i,j,k-1/2}\,u^{\nu+1/3}_{i,j,k-1}=$$

$$= d_{i,j,\kappa}^{n} - a_{i-1/2,j,\kappa}^{n} u_{i-1,j,\kappa}^{\nu+\frac{1}{3}} - a_{i,j-1/2,\kappa}^{n} u_{i,j-1,\kappa}^{\nu+\frac{1}{3}}$$

$$- a_{i+1/2,j,\kappa}^{n} u_{i+1,j,\kappa}^{\nu} - a_{i,j+1/2,\kappa}^{n} u_{i,j+1,\kappa}^{\nu} ;$$

$$u_{i,j,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}} = \omega u_{i,j,\kappa}^{\nu+\frac{1}{3}} + (1-\omega) u_{i,j,\kappa}^{\nu} ; \qquad (63)$$

$$u_{i,j,\kappa}^{\nu+1} = u_{i,j,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}} + \delta_{i,j}^{\nu} ; \qquad (64)$$

$\nu = 0, 1, 2, \ldots ;$

ω – итерационный параметр.

Для нахождения $\delta_{i,j}^{\nu}$ имеем уравнение:

$$A_{i+1/2,j}(\delta_{i+1,j}^{\nu} - \delta_{i,j}^{\nu}) - A_{i-1/2,j}(\delta_{i,j}^{\nu} - \delta_{i-1,j}^{\nu}) +$$

$$+ A_{i,j+1/2}(\delta_{i,j+1}^{\nu} - \delta_{i,j}^{\nu}) - A_{i,j-1/2}(\delta_{i,j}^{\nu} - \delta_{i,j-1}^{\nu}) + \mathcal{D}_{i,j} = \tilde{\alpha}\delta_{i,j}^{\nu} ; \qquad (65)$$

где

$$A_{i+1/2,j} = \sum_{\kappa} a_{i+1/2,j,\kappa}^{n} ; \qquad A_{i,j+1/2} = \sum_{\kappa} a_{i,j+1/2,\kappa}^{n} ;$$

$$\mathcal{D}_{i,j} = \sum_{\kappa} \Big[a_{i+1/2,j,\kappa}^{n} (u_{i+1,j,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}} - u_{i,j,\kappa}^{\nu+\frac{1}{3}}) - a_{i-1/2,j,\kappa}^{n} (u_{i,j,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}} - u_{i-1,j,\kappa}^{\nu+\frac{1}{3}}) +$$

$$+ a_{i,j+1/2,\kappa}^{n} (u_{i,j+1,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}} - u_{i,j,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}}) - a_{i,j-1/2,\kappa}^{n} (u_{i,j,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}} - u_{i,j-1,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}}) -$$

$$- d_{i,j,\kappa}^{n} - \tilde{\alpha} u_{i,j,\kappa}^{\nu+\frac{2}{3}} \Big] .$$

Скорость сходимости итерационного процесса существенно зависит от значения параметра ω . Для определения оптимального параметра ω_0 решаем сначала систему (62) с $\omega = I$ и находим

$$\beta = \lim_{\nu \to \infty} \frac{\| u^{\nu+1} - u^{\nu} \|_1}{\| u^{\nu} - u^{\nu-1} \|_1} ,$$

где $$\| u^{\nu} - u^{\nu-1} \|_1 = \sum_{i,j,k} | u^{\nu} - u^{\nu-1} |_{i,j,k} \cdot \frac{\Delta x}{L_x} \cdot \frac{\Delta y}{L_y} \cdot \frac{\Delta z}{H} ,$$

Тогда оптимальное значение параметра ω_0 определяется по формуле:

$$\omega_0 = \frac{2}{1 + \sqrt{1 - \beta}} .$$

Для решения системы (65) можно использовать один из известных итерационных методов - точечной последовательной верхней релаксации при $N_x , N_y \leq 20$ и метод переменных направлений [30] при большем числе узлов.

Оптимальное значение итерационного параметра ω_0, как правило, достаточно отыскивать всего лишь несколько раз в процессе расчета какого-либо варианта. При использовании вышеописанного итерационного процесса в большинстве случаев достаточно положить $\omega_0 = I,I$.

Итак, последовательность решения системы линейных алгебраических уравнений (62) следующая. Взяв в качестве нулевого приближения распределение давления с предыдущего временного слоя, методом прогонки, решаем систему (63), а затем (65) и из соотношения (64) находим первое приближение для давления. В дальнейшем итерации повторяют-

ся в такой же последовательности до тех пор, пока не будет выполнено условие $\| u^{\nu} - u^{\nu-1} \| < \varepsilon$,

где $\| u^{\nu} - u^{\nu-1} \| = \max\limits_{i,j,k} | u^{\nu} - u^{\nu-1} |_{i,j,k}$,

а ε - необходимая точность расчетов.

Определив поле давлений на n -ом временном слое, переходим к вычислению поля насыщенностей на $(n+1)$-ом временном слое. Для уравнения (39) используем неявную схему с расщеплением по физическим процессам и направлениям - явную схему для переноса и неявную по насыщенности в вертикальном направлении:

$$\Delta a_{н}^{n} \left[\Delta p^{n} + \Delta p_{к}^{*} + \gamma_{н} \Delta z \right] + q_{н\, i,j,k}^{n+1} = m \frac{s_{i,j,k}^{n+1} - s_{i,j,k}^{n}}{\Delta t} . \qquad (66)$$

Здесь под $(*)$ следует понимать n , если в разности $\Delta p_{к}$ меняются индексы i или j и $\Delta p_{к}(s^{n+1}, c^{n})$ в противном случае. Применение таких схем вызвано наличием сильных капиллярных перетоков между пропластками с различными проницаемостями.

В данном уравнении $q_{н\, i,j,k}^{n+1} = 0$ во всех ячейках кроме ячеек, содержащих эксплуатационные скважины, в которых

$$q_{н\, i,j,k}^{n+1} = q_{i,j,k}^{n} \cdot F(s_{i,j,k}^{n+1} , c_{i,j,k}^{n}) ,$$

$$F = \frac{k_{н} / \mu_{н}}{k_{н} / \mu_{н} + k_{в} / \mu_{в}}$$ - доля нефти в потоке.

По сравнению с явным заданием функции источника $q_{н}$ вычисление его неявно по насыщенности позволяет вести

расчеты по схеме (66) с большими в несколько раз шагами по времени.

Таким образом, получается нелинейная система алгебраических уравнений. Для ее решения используем метод квазилинеаризации. С этой целью капиллярное давление $p_к$ и долю нефти F линеаризуем на каждой итерации по формулам

$$p_к^{\nu+1} = p_к^n + (p_к)_s'^{\nu}(s^{\nu+1} - s^n),$$

$$F^{\nu+1} = F^n + (F_s')^{\nu}(s^{\nu+1} - s^n),$$

где производные $(p_к)_s'^{\nu}$ и $(F_s')^{\nu}$ записываются соотношениями

$$(p_к)_s'^{\nu} = \frac{p_к(s^{\nu}, c^n) - p_к(s^n, c^n)}{s^{\nu} - s^n},$$

$$(F_s')^{\nu} = \frac{F(s^{\nu}, c^n) - F(s^n, c^n)}{s^{\nu} - s^n}$$

и решаем систему (66) итерационно, записав ее в следующем виде

$$\Delta a_н^n \left[\Delta p^n + \Delta p_к^{**} + \gamma_н \Delta z\right] + q_{н\,i,j,к}^{\nu+1} = m \frac{s_{i,j,к}^{\nu+1} - s_{i,j,к}^n}{\Delta t}, \quad (67)$$

где ν – номер итерации, а под (**) надо понимать $(\nu+1)$ если в разности $\Delta p_к$ меняется индекс $к$ и (n) в противном случае.

В качестве начального приближения s^0 обычно берется остаточная нефтенасыщенность.

Система (67) на каждой итерации решается методом прогонки по индексу $к$ с явным переходом к столбцам $(i+1, j)$, $(i, j+1)$

Определив давление и насыщенность, переходим к расчету концентрации ПАВ на (n + I) временном слое. Для этого используем следующий конечно-разностный аналог уравнения (40), считая коэффициент диффузии постоянным

$$\Delta m \bar{\mathcal{D}}(1-s^n)\Delta c^{(*)} - \Delta a_c^n c^n \Delta(p^n+\gamma_0 z) -$$

$$-q^n_{i,j,k}(1-F(s^{n+1}_{i,j,k}, c^n_{i,j,k}))c^{n+1}_{i,j,k} = -\frac{m}{\Delta t}(\psi^{n+1}c^{n+1} - \psi^n c^n)_{i,j,k}, \quad (68)$$

где $\bar{\mathcal{D}} = \left\{ \frac{\mathcal{D}}{\Delta x^2}, \frac{\mathcal{D}}{\Delta y^2}, \frac{\mathcal{D}}{\Delta z^2} \right\}$.

Для ячейки, содержащей нагнетательную скважину, будем иметь: $F(s^{n+1}_{i,j,k}, c^n_{i,j,k}) = 0$, $c^{n+1}_{i,j,k}$ равно закачиваемой концентрации раствора (при q^n).

Смысл обозначений (*) тот же, что и в уравнении (66). Диффузионными членами, влияющими на изменение концентрации по простиранию пласта, можно пренебречь, т.к. основное действие диффузии в слоисто-неоднородном пласте сказывается в направлении изменения мощности и связано с возникающими большими градиентами концентрации между пропластками с различной проницаемостью из-за неравномерного продвижения ПАВ по ним. Вычисление концентрации на границе между ячейками i и $i+1$, содержащихся в членах переноса, осуществляется аналогично вычислению относительных фазовых проницаемостей.

При линейной изотерме адсорбции соотношения (68) являются линейными относительно $c^{n+1}_{i,j,k}$ и их нахождение осуществляется прогонкой по индексу К. В случае нелинейной зависимости g от c применяется квазилинеаризация функции g по переменной c так же, как это было описано выше для функций $p_к$ и F по s.

Определив давление, нефтенасыщенность и концентрацию на (n + I) слое, рассчитываем все необходимые характеристики процесса (среднюю нефтенасыщенность, текущую нефтеотдачу, обводненность эксплуатационных скважин, текущий и накопленный водо-нефтяной фактор, накопленную добычу нефти, накопленные отборы воды и жидкости и т.д.) по формулам, аналогичным (51)-(55), затем переходим к новому временному слою.

Помимо погрешностей, вызванных численной диффузией на разностной сетке, в трехмерных задачах (или двухмерных в горизонтальной плоскости со скважинами) некоторое искажение вносит и ориентационная погрешность, вызванная тем, что, в отличие от исходных дифференциальных уравнений, разностные оказываются не инвариантными относительно поворота координатных осей. Для ее снижения может быть применена разностная схема, рассмотренная в [31] . В случае, когда ограничение, накладываемое на шаг по времени из условия устойчивости схем (66) и (68), становится слишком обременительным, могут применяться неявные схемы расщепления с алгоритмом совместного или раздельного определения насыщенности и концентрации [32]. В последнем случае легко применить алгоритм слежения за скачком концентрации, изложенный в 4.2.

Отметим, что по схемам (57), (66), (68) могут рассчитываться и двумерные течения: либо в плоскости вертикального сечения пласта, либо в горизонтальной плоскости.

4.4. Методика расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений при применении растворов ПАВ для увеличения нефтеотдачи

Для прогнозирования технологических показателей разработки крупных месторождений с большим числом скважин или пластов, для которых непосредственное применение методов раздела 4.3 трудно осуществимо, разработана приближенная методика. Ее основу составляет использование того же, что и при обычном заводнении, метода расчета технологических показателей разработки, но с соответствующим образом скорректированными для этого случая, характеристиками вытеснения.

Расчет показателей разработки обычного заводнения (базовый вариант) осуществляется следующими образом.

По имеющимся фактическим данным строятся и затем экстраполируются зависимости обводненности добываемой продукции - $F_в$, среднедействующего числа эксплуатационных скважин $N_э$ - и среднего дебита жидкости - $q_{жэ}$ от нефтеотдачи η (в долях от извлекаемых запасов нефти). Динамика основных показателей разработки определяется из решения уравнения

$$\frac{d\eta}{dt} = N_э(\eta)\, q_{жэ}(\eta)(1-F_в(\eta)), \qquad (69)$$

$$\eta\,/_{t=t_0} = \eta_0$$

При отсутствии фактических данных построение зависимостей $N_э(\eta)$, $q_{жэ}(\eta)$ и $F_в(\eta)$ может быть осуществлено суммированием (с учетом темпов ввода) выходных характеристик

математических моделей процесса заводнения, рассчитанных для типичных элементов системы разработки залежи [33].

Расчет показателей заводнения нефтяных залежей при применении ПАВ, как уже было сказано, основывается на преобразовании функций $N_з$, $q_{ж8}$ и F_8 базового варианта и решении уравнения вида (69). Описание методов преобразования этих функций приводится в разделе 4.4.I., а в 4.4.2 - алгоритм расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений.

4.4.I. Перестроение характеристик вытеснения базового варианта осуществляется следующим образом.

Для данного месторождения (участка) выделяется характерный элемент системы заводнения со средними для залежи значениями всех параметров - мощностью, проницаемостью, вязкостью, плотностью сетки скважин, соотношением $N_з/N_н$ и т.д. Для этого элемента по приведенным выше методикам рассчитываются показатели разработки с обычным заводнением и с добавлением растворов ПАВ. Определяется отклонение δ'' соответствующих друг другу показателей разработки этого элемента (в дальнейшем эти показатели будут обозначаться апострофами").

Весь период разработки месторождений условно разделяется на два периода: период разработки до полного разбуривания месторождения (достижения максимального количества скважин) и период после разбуривания. Очевидно, что в зависимости от стадии разработки месторождения, на которой применяется закачка раствора ПАВ, будет иметь место один или оба периода.

В первом периоде полагаем

$$N_з'(t) = N_з(t).$$

Во втором $N_э'(\eta) = N_э(\eta) + \delta'' N_э(\eta)$.

Зависимость средней обводненности продукции эксплуатационных скважин вычисляется по формуле:

$$F_в'(\eta) = F_в(\eta) + \delta'' F_в(\eta).$$

Зависимость среднесуточного дебита жидкости эксплуатационных скважин:

$$q'_{жэ}(\eta) = q_{жэ}(\eta)\ \delta'' q_{жэ}(\eta).$$

Определение извлекаемых запасов нефти $Q'_{изв}$ производится по формуле

$$Q'_{изв} = Q_{изв} + \Delta Q'_н,$$

где $\Delta Q_н$ – дополнительная добыча нефти за счет улучшения по сравнению с водой нефтевытесняющих и нефтеотмывающих свойств ПАВ.

$$\Delta Q'_н = \delta'' \eta_{вал} \cdot Q_{вал} \cdot K_с,$$

где $K_с$ – коэффициент сетки скважин,

$Q_{вал}$ балансовые запасы нефти, тыс.т,

$\delta'' \eta_{вал}(\tau')$ – прирост нефтеотдачи в долях от $Q_{вал}$ в точке $\tau' = \tau \cdot \delta'' \tau$.

τ – максимальное значение базара мерного времени (отбор жидкости в поровых объемах) базового варианта.

4.4.2. Расчет технологических показателей разработки.

Нефтеотдача η^n на каждый год разработки n определяется из решения уравнения

$$\frac{d\eta}{dt} = \frac{N_э'(\eta) \cdot q'_{жэ}(\eta) \cdot [1 - F_в'(\eta)]}{Q'_{изв}} \cdot K_п \cdot 0{,}365 \qquad (70)$$

с начальным условием $\eta\,/_{t=t_0} = Q_н(t_0)/Q_{изв}$,

где $Q_н(t_0)$ – накопленный отбор нефти к моменту начала закачки раствора ПАВ,

$K_п$ – коэффициент перевода одной тонны поверхностной нефти в I м³ пластовой нефти.

Для решения уравнения (70) может быть применен следующий итерационный процесс:

$$\eta^{(\nu+1)} = \eta^{n} + \frac{[N_э' \cdot q_{жэ}' \cdot (1 - F_в')]^{(\nu)}}{Q_{изв}'} \cdot K_п \cdot 0.365 .$$

Условие окончания: $|\eta^{\nu+1} - \eta^{\nu}| < \varepsilon$,

где ε – заданная точность вычислений,

ν – номер итерации; $\eta^{(0)} = \eta^{n}$.

Среднедействующее число эксплуатационных скважин на i-тый год разработки определяется по формуле

$$N_{эi}' = N_{эi} \quad \text{– в первый период}$$

$$N_{эi}' = N_э'(\eta_i) \text{ – во второй период.}$$

Фонд нагнетательных скважин рассчитывается по соотношению $N_э / N_н$, принятому в базовом варианте, т.е.

$$N_{нi}' = N_{эi}' \cdot (N_н / N_э)_i .$$

Обводненность продукции скважин, процент:

$$F_{вi}' = F_в'(\eta_i) \cdot 100 .$$

Дебит эксплуатационной скважины по жидкости, м³/сут. равен

$$q_{жэi}' = q_{жэ}'(\eta_i) .$$

Годовой отбор жидкости $G_{жi}'$, тыс.м³:

$$G_{жi}' = q_{жэi}' \cdot 0{,}365 \cdot N_{эi}' .$$

Годовой отбор нефти $G'_{нi}$, тыс.т

$$G'_{нi} = G'_{жi} \cdot (1 - F'_{вi}) \cdot K_n .$$

Годовая закачка вытесняющего агента $G'_{зi}$ (тыс.м^3) рассчитывается по компенсации отбора жидкости закачкой, принятой в базовом варианте, т.е.

$$G'_{зi} = G'_{жi} \cdot (G_з / G_ж)_i .$$

Приемистость одной нагнетательной скважины, м^3/сут.

$$q'_{зi} = G'_{зi} / (0.365 \cdot N_н).$$

Годовой расход реагента, тыс.т

$$G'_{Ri} = G'_{зi} \cdot C / 10^5 ,$$

С - концентрация раствора ПАВ в процентах (0,05%)

Годовой прирост добычи нефти, тыс.т

$$\Delta G'_{нi} = G'_{нi} - G_{нi} .$$

Накопленный отбор жидкости, тыс.м^3

$$Q'_{жi} = \sum_{j=1}^{i} G'_{жj} + G_{жo} .$$

Накопленная закачка раствора, тыс.м^3

$$Q'_{зi} = \sum_{j=1}^{i} G'_{зj} .$$

Накопленная закачка реагента, тыс.т

$$Q'_{Ri} = \sum_{j=1}^{i} G'_{Ri} .$$

Накопленный прирост добычи нефти, тыс.т

$$\Delta Q'_{нi} = \sum_{j=1}^{i} \Delta G'_{нi} .$$

Рассчитанные вышеуказанным способом закачка раствора реагента и расход реагента ограничиваются моментом окончания закачки определенной оторочки, которая затем будет

проталкиваться обычной водой.

Сопоставление результатов расчетов по предложенной методике с фактическими данными приведено, например, в работе [34]. Проведенное сравнение указывает на достаточно высокую точность прогнозирования процесса заводнения нефтяных пластов раствором ПАВ.

5. УСЛОВИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ

Для получения максимального эффекта очень важно правильно выбрать объект для заводнения раствором ПАВ.

При этом остаточные запасы нефти должны быть не менее 60% от начальных. Глубина залегания пласта значения не имеет.

Раствор ПАВ рекомендуется закачивать в нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Производить закачку раствора ПАВ в нагнетательные скважины, находящиеся за контуром нефтеносности нежелательно ввиду того, что адсорбция ПАВ на водонасыщенном песчанике больше, чем на нефтенасыщенном. Кроме того, имеется большая вероятность непроизводительного расхода раствора ПАВ из-за оттока его в водонасыщенную зону.

При наличии ПАВ в достаточном количестве необходимо закачкой раствора ПАВ охватить в целом месторождения или залежь. Если же ПАВ имеется в ограниченном количестве, то целесообразно в первую очередь его использовать на участках месторождения или залежи, характеризующихся большой нефтенасыщенностью и относительной низкой приемистостью нагнетательных скважин. Наибольший эффект при использовании раствора ПАВ может быть достигнут на более ранней стадии заводнения месторождения.

Раствор ПАВ эффективно может быть использован для вытеснения нефти с вязкостью от I до 40 сП при температуре пласта до 80-90°С. Возможно закачка раствора ПАВ будет эффективна и при более высокой вязкости нефти.

Метод рекомендуется применять на месторождениях с терригенными коллекторами.

6. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

6.I. Общие положения

6.I.I. Настоящая методика предназначена для:

- технико-экономического обоснования применения водорастворимых ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов при проектировании разработки нефтяных месторождений;

- технико-экономического обоснования промышленного применения раствора ПАВ для заводнения нефтяных пластов при планировании технического прогресса в отрасли;

- технико-экономического обоснования годовых планов закачки раствора ПАВ по нефтедобывающим предприятиям.

6.I.2. В методике отражены основные положения "Методики определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений", утвержденной ГК СМ СССР по науке и технике, Госпланом СССР, АН СССР, ГК СМ СССР по делам изобретений и открытий I4 февраля I977 года и "Типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений", утвержденной Госпланом СССР, Госстроем СССР и АН СССР 8 сентября I969 года.

6.I.3. Решение о целесообразности применения ПАВ, как метода воздействия на пласт при разработке нефтяных месторождений принимается на основе результатов расчета экономической эффективности.

6.I.4. В качестве основного экономического показателя, характеризующего эффективность предлагаемого мероприятия, используется годовой экономический эффект.

6.I.5. В связи со специфическими особенностями производственного процесса разработки нефтяных месторождений (продолжительностью освоения методов воздействия на пласт, изменением эффекта во времени) для полного представления об эффективности метода необходимо годовой экономический эффект определять как среднюю величину за достаточно продолжительный период:

- при проектировании разработки месторождений расчет ведется за весь срок разработки или за период извлечения основного объема извлекаемых запасов (70-80%);

- при составлении ТЭО применения ПАВ в отраслевом масштабе, планировании технического прогресса в отрасли или районе на перспективу целесообразно проводить расчеты за I5-летний период, соответствующий продолжительности долгосрочных планов развития народного хозяйства.

При этом в расчетный период не входит время освоения метода, т.е. период от начала применения химреагента до получения технологического эффекта.

6.I.6. Годовой экономический эффект представляет собой суммарную экономию всех производственных ресурсов (живого труда, материалов, капитальных вложений), получаемую народным хозяйством в результате применения водорастворимых ПАВ для заводнения нефтяных месторождений, которая, в конечном счете, выражается в увеличении национального дохода.

6.I.7. Расчет годового экономического эффекта производится путем сопоставления приведенных затрат по базовому и внедряемому вариантам разработки месторождений. Приведенные затраты представляют собой сумму себестоимости и нормативной прибыли на капитальные вложения:

$$З = С + Е_н \cdot К, \qquad (71)$$

где З - приведенные затраты на добычу одной тонны нефти, руб/т;

С - себестоимость одной тонны нефти (включая отчисления на геолого-поисковые и разведочные работы), руб/т;

К - удельные капитальные вложения на одну тонну годовой добычи нефти, руб/т;

$E_н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, доли·ед.

6.I.8. Для обеспечения адекватного в масштабе всего общественного производства подхода к оценке экономической эффективности новой техники и технологии и, исходя из того, что организация производства ПАВ требует дополнительных народнохозяйственных ресурсов, в расчетах используется единый нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, равный 0,I5.

6.I.9. При определении годового экономического эффекта должна быть обеспечена сопоставимость сравниваемых вариантов разработки месторождения по:

- объему добываемой нефти;
- времени осуществления затрат;
- методам расчета экономических показателей;
- составу затрат;
- ценам, принятым для выражения затрат и эффекта.

6.I.I0. Выравнивание вариантов по объему добываемой нефти достигается путем изыскания реальных возможностей добыть недостающий в базовом варианте объем нефти.

В связи с этим добыча нефти по сопоставимым вариантам может быть представлена как:

$$\Sigma Q_1 + \Sigma \Delta Q = \Sigma Q_2 \qquad \text{или} \qquad (72)$$

$$q + \Delta q = q_2, \qquad (73)$$

где ΣQ_1 и q_1 – суммарная и годовая добыча нефти в базовом варианте разработки (закачка технической воды), т;

ΣQ_2 и q_2 – суммарная и годовая добыча нефти в варианте разработки с применением ПАВ, т;

$\Sigma \Delta Q$ и Δq – суммарная и годовая добыча нефти, равная по объему добытой за счет применения ПАВ на рассматриваемом месторождении, т.

6.I.II. Для обеспечения сопоставимости по объему добываемой нефти в базовом варианте предусматриваются капитальные вложения и эксплуатационные расходы (включая отчисления в геолого-поисковые и разведочные работы) на добычу дополнительной нефти, равной $\Sigma \Delta Q$.

В связи с тем, что полученная за счет применения водорастворимых ПАВ дополнительная нефть не может быть добыта традиционными методами, экономическая оценка ее производится путем сравнения приведенных затрат на I т дополнительной нефти с нормативом замыкающих (предельно-допустимых с народнохозяйственных позиций) затрат в разработку месторождений в отрасли. Уровень норматива замыкающих затрат должен быть единым для всей отрасли и утверждаться Миннефтепромом.

Сравнение приведенных затрат на добычу дополнительной нефти от применения ПАВ с действующей ценой, прибылью, себестоимостью в данном случае неправомерно.

6.1.12. Годовой сравнительный экономический эффект (Э) определяется по формуле:

$$Э = [(C_1 + E_н \cdot K_1) \cdot q_1 + (C_{\Delta 1} + E_н \cdot K_{\Delta 1}) \Delta q_1] - (C_2 + E_н \cdot K_2) q_2, \qquad (74)$$

где $C_1+E_нK_1$ – приведенные затраты на одну т годовой добычи нефти на рассматриваемом месторождении в базовом варианте, руб/т;

$C_2+E_нK_2$ – приведенные затраты на одну т годовой добычи нефти в варианте разработки с применением ПАВ, руб/т;

$C_{\Delta 1}E_нK_{\Delta 1}$ – норматив замыкающих затрат, включая отчисления на ГРР и удельные капитальные вложения в разведку, руб/т.

Путем простых преобразований формулы (7.4) можно получить:

$$Э = [(C_{\Delta 1} + E_н \cdot K_{\Delta 1}) - (C_{\Delta 2} + E_н \cdot K_{\Delta 2})] \Delta q_1, \qquad (75)$$

где $C_{\Delta 2}+E_нK_{\Delta 2}$ – приведенные затраты на одну тонну дополнительной нефти, добытой за счет применения водорастворимых ПАВ, руб/т.

6.1.13. При расчете годового экономического эффекта учитывается фактор времени в тех случаях, когда в результате применения методов воздействия на пласт изменяются объемы и сроки осуществления капитальных вложений в разработку месторождения, а также когда текущие издержки и эффект существенно меняются по годам эксплуатации месторождения.

Учет фактора времени осуществляется путем приведения к одному моменту времени (началу расчетного года) единовременных и текущих затрат. Такое приведение выполняется

умножением (делением) затрат соответствующего года на коэффициент приведения, определяемый по формуле:

$$\alpha_t = (1+E)^t, \qquad (76)$$

где α_t – коэффициент приведения;

E – норматив приведения (0,I);

t – число лет, отделяющие затраты и результаты данного года от начала расчетного года.

Затраты и результаты, осуществляемые и получаемые до начала расчетного года, умножаются на коэффициент приведения, а после начала расчетного года делятся на этот коэффициент.

6.I.I4. В дополнение к основным показателям, характеризующим рекомендуемый вариант разработки месторождения, определяются:

– прирост прибыли от реализации дополнительно добытой нефти;

– срок окупаемости дополнительных капитальных вложений;

– повышение производительности труда на предприятии.

6.I.I5. Прирост прибыли ($\Delta П$) от применения ПАВ определяется по формуле:

$$\Delta П = (Ц - C_1)Q_1 - (Ц - C_2)Q_2, \qquad (77)$$

где $Ц$ – цена (оценка) одной тонны нефти, руб/т;

C_1 и C_2 – себестоимость добычи нефти в базовом варианте и варианте с ПАВ, руб/т;

Q_1 и Q_2 – добыча нефти в базовом варианте и в варианте с ПАВ, тонн.

При выполнении крупных ТЭО, перспективных планов развития отрасли, района, в которых все расчеты проводятся

только на дополнительный объем добычи нефти, прирост прибыли определяется по формуле:

$$\Delta П = (Ц - C\Delta_2)\Delta Q. \qquad (78)$$

Себестоимость дополнительной нефти при закачке ПАВ рассчитывается по формуле:

$$C\Delta_2 = \frac{\Sigma Э_2 - \Sigma Э_1}{\Sigma \Delta Q}, \qquad (79)$$

где $\Sigma Э_2$ – суммарные эксплуатационные расходы на добычу нефти в варианте с применением ПАВ, млн.руб.;

$\Sigma Э_1$ – суммарные эксплуатационные расходы на добычу нефти в базовом варианте, млн.руб.

При равном количестве скважино-лет эксплуатации по обоим вариантам себестоимость дополнительной нефти можно определить по формуле:

$$C\Delta_2 = Э_{у\text{-}пер.} + \frac{\Sigma Э_р}{\Sigma \Delta Q}, \qquad (80)$$

где $Э_{у\text{-}пер}$ – условно-переменные расходы на добычу одной тонны нефти (расходы на электроэнергию, закачку воды, транспорт и подготовку нефти, отчисления на геолого-поисковые и разведочные работы), руб/т;

$\Sigma Э_р$ – суммарные расходы на обслуживание объектов закачки реагента и его стоимость, млн.руб.

6.I.I6. Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений, связанных с закачкой ПАВ, рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{\Delta К}{\Delta П_{год}}, \qquad (81)$$

где T – срок окупаемости дополнительных капитальных вложений, лет;

$\Delta К$ - дополнительные капитальные вложения;

$\Delta П_{год.}$ - годовой объем прироста прибыли.

6.I.I7. Влияние на производительность труда эффекта от закачки ПАВ определяется по формуле:

$$И_{изм.} = \left[\left(\frac{Q_2}{Ч_2} : \frac{Q_1}{Ч_2 - \Delta Ч}\right) - 1\right] \cdot 100, \qquad (82)$$

где $И_{изм.}$ - изменение производительности труда, проценты;

$Ч_2$ - среднесписочная численность промышленно-производственного персонала на год полного развития системы закачки реагента, чел.;

$\Delta Ч$ - дополнительная численность промышленно-производственного персонала при внедрении метода закачки ПАВ, чел.

6.2. Методика определения капитальных вложений и эксплуатационных расходов, связанных с применением ПАВ

6.2.I. Дополнительные капитальные вложения, связанные непосредственно с применением ПАВ, включают в себя стоимость дозировочных установок, баз хранения химреагента и наблюдательных скважин. Во избежание затрат на прокладку дополнительных водоводов, дозировочные установки строятся рядом с кустовыми насосными станциями (КНС). Поэтому необходимое количество дозировочных установок на месторождении определяется, исходя из количества КНС, мощности установок и объема одновременно закачиваемого раствора. Ориентировочную потребность в установках в расчете на одну КНС можно определить как:

$$У_{воз.} = \frac{Q_{зак}}{M_{уст.} \cdot 8760 \cdot 1,2}, \qquad (83)$$

где $Q_{зак.}$ – максимальный годовой объем закачки раствора, $м^3$;

$M_{уст.}$ – мощность одной дозировочной установки, $м^3$/час;

1,2 – коэффициент, учитывающий резервную мощность насосов, ед.

Для определения капитальных затрат в строительство баз хранения химреагентов могут быть использованы типовые проекты для строительства аналогичных объектов с привязкой их к конкретным условиям. При этом необходимо учесть возможность использования баз материально-технического снабжения.

Капитальные вложения в бурение и оборудование наблюдательных скважин рассчитываются общепринятыми методами.

В ряде случаев применения метода закачки ПАВ будет сопровождаться изменением количества и размещения скважин на месторождении (оптимизация сетки), что потребует дополнительных капитальных вложений на бурение и обустройство. Эти затраты, как и дополнительная нефть, полученная в результате оптимизации сетки скважин, должны учитываться в базовом варианте.

6.2.2. Дополнительные эксплуатационные расходы состоят из:

- расходов на реагент;
- амортизационных отчислений по дозировочным установкам и базам хранения реагента;
- зарасотной платы обслуживающего персонала;
- расходов на электроэнергию, потребляемую дозаторными установками;

- прочих расходов.

Расходы на реагент (Р) определяются по формуле:

$$Р = \frac{Q_в \times С \times Ц}{100}, \qquad (84)$$

где $Q_в$ - суммарная за период закачка воды для создания оторочки из раствора ПАВ, т;

С - концентрация закачиваемого раствора, процент;

Ц - оптовая цена ПАВ, руб/т.

Амортизационные отчисления рассчитываются по общепринятой методике, исходя из установленной нормы отчислений. Норма отчислений от стоимости дозировочных установок - I4%, из них 8%- на восстановление первоначальной стоимости, 6%- на капитальный ремонт.

Расход электроэнергии определяется по фактическим данным или технической характеристике оборудования.

Заработная плата персонала по обслуживанию дозировочных установок определяется, исходя из следующего.

Для осуществления контроля за оборудованием, работ по приему и хранению реагента необходимо предусматривать в расчете на одну дозировочную установку в дневное время - двух человек, в остальное время суток - одного. Необходимый объем знаний и уровень квалификации для обслуживания дозировочных установок соответствуют IУ-У разряду оператора. При полной автоматизации производственного процесса обслуживание может осуществляться одним оператором.

Прочие расходы учитываются в объеме I5% от общей суммы расходов на закачку ПАВ (без стоимости реагента).

6.3. Пример расчета экономической эффективности применения ПАВ при разработке нефтяного месторождения (цифры условные)

Таблица 5

Наименование показателей	Символы показателей и расчетные формулы	Размерность	Показатели по вариантам	
			базовый	с ПАВ
Расчетный период	t	годы	80	80
Суммарная добыча нефти за расчетный период:				
по базовому варианту	ΣQ_1	млн.т	400	-
по варианту с ПАВ	ΣQ_2	млн.т	-	480
дополнительная за счет применения ПАВ	$\Sigma \Delta Q = \Sigma Q_2 - \Sigma Q_1$	млн.т	-	80
Среднегодовая за расчетный период добычи нефти: по базовому варианту	$q_1 = \Sigma Q_1 : t$	млн.т	5	-
по варианту с ПАВ	$q_2 = \Sigma Q_2 : t$	млн.т	-	6
дополнительная за счет применения ПАВ	$\Delta q = \Sigma \Delta Q : t$	млн.т	-	I
Суммарные эксплуатационные расходы на добычу нефти за расчетный период: по базовому варианту	$\Sigma Э_1$	млн. руб.	4600	-
дополнительной за счет применения ПАВ	$\Sigma \Delta Э$	млн. руб.	-	500
по варианту с ПАВ	$\Sigma Э_2 = \Sigma Э_1 + \Sigma \Delta Э$	млн. руб.	-	5I00
Средняя за расчетный период себестоимость Iтонны нефти: по базовому варианту	$C_1 = \Sigma Э_1 : \Sigma Q_1$	руб/т	II,I5	-
по варианту с ПАВ	$C_2 = \Sigma Э_2 : \Sigma Q_2$	руб/т	-	I0/62
дополнительной за счет применения ПАВ	$C_{\Delta 2} = \Sigma \Delta Э : \Sigma \Delta Q$	руб/т	-	6,25

Продолжение таблицы 5

Наименование показателей	Символы показателей и расчетные формулы	Размерность	Показатели по вариантам: базовый	Показатели по вариантам: с ПАВ
Суммарные за расчетный период дополнительные капитальные вложения в систему закачки ПАВ	$\Sigma \Delta K$	млн. руб.	-	0,7
Удельные дополнительные капиталовложения	$K_{\Delta 2} = \Sigma \Delta K : \Delta q$	руб/т	-	0,7
Удельные приведенные затраты на добычу дополнительной нефти за счет применения ПАВ	$З_{\Delta 2} = С_{\Delta 2} + E_н K_{\Delta 2}$			
Цена одной т нефти	Ц	руб/т	-	70
Норматив замыкающих затрат на разведку и разработку нефтяных месторождений	$З_{\Delta 1} = С_{\Delta 1} + E_н K_{\Delta 1}$	руб/т	-	I00
Среднесписочная численность ППП за год полного развития системы закачки ПАВ	$Ч_2$		-	I200
Дополнительная численность ППП, связанная с применением ПАВ	$\Delta Ч$		-	60
Годовой экономический эффект	$Э = (З_{\Delta 1} - З_{\Delta 2}) \Delta q$	млн. руб.	-	92,7
Среднегодовой прирост прибыли	$\Delta П = (Ц - С_{\Delta 2}) \Delta q$	млн. руб.	-	63,7
Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений	$Т = \frac{\Sigma \Delta K}{\Delta П}$	годы	-	0,0I
Относительный рост производительности труда	$Ч_{изм.} = \left[\left(\frac{q_2}{Ч_2} : \frac{q_1}{Ч_2 - \Delta Ч}\right) - 1\right] \cdot 100\ \%$		-	I4

7. ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАКАЧКИ ПАВ

7.1. Общая схема обустройства

Обустройство месторождения под закачку ПАВ проектируется на базе существующей или вновь проектируемой системы заводнения.

Объектами обустройства для закачки ПАВ являются:

- базы приема и хранения ПАВ;

- транспортные коммуникации для доставки ПАВ до пунктов закачки;

- пункты растворения, дозирования и подачи ПАВ в водоводы (установки дозирования ПАВ);

- нагнетательные скважины.

7.2. Транспорт и хранение ПАВ

ПАВ, производимые в нашей стране, поставляются в основном в железнодорожных цистернах. С новых производств транспорт ПАВ ближним потребителям предусматривается автомобильными цистернами, дальним - железнодорожными, снабженными рубашками для подачи пара и разогрева продукта на пункте выгрузки. Такая система дальнего транспорта предопределяет необходимость строительства в районах применения ПАВ баз приема и хранения ПАВ. В составе объектов баз приема и хранения должны быть устройства для разогрева и слива ПАВ из цистерн, резервуары со встроенными нагревателями для хранения продуктов в разогретом состоянии, утепленные сливоналивные устройства и коммуникации и, при необходимости, собственные котельные.

С баз хранения ПАВ в разогретом состоянии должны достав-

ляться до пунктов закачки в пласт (кустовые насосные станции) автоцистернами с термоизоляцией.

Время хранения ПАВ в холодном состоянии не лимитируется. Следует лишь иметь в виду, что при длительном хранении некоторые ПАВ расслаиваются и перед отгрузкой их необходимо перемешать с помощью насосов. При длительном хранении в разогретом состоянии при температуре выше 60°С и доступе кислорода воздуха может начаться частичное осмоление продуктов, приводящее к потемнению цвета и ухудшению других свойств. Запас ПАВ на базах и дозаторных установках должен соответствовать действующим нормам.

Оборудование баз приема и хранения ПАВ описано в разделе 8.

7.3. Подготовка скважин и наземного оборудования к закачке раствора ПАВ

На практике могут быть два варианта закачки раствора ПАВ в пласт - с начала заводнения и после закачки определенного объема воды в пласт.

При первом варианте, как правило, водоводы являются новыми, а нагнетательные скважины - вновь пробуренные или работавшие как эксплуатационные. В таком случае нагнетательные скважины с самого начала осваиваются водными растворами ПАВ по следующей технологии.

Скважина дренируется компрессором до тех пор, пока концентрация взвешенных частиц (КВЧ) в выходящей струе не будет в среднем превышать 6-8 мг/л воды.

Водовод и скважина промываются от кустовой насосной станции (КНС) раствором ПАВ 0,5-процентной концентрации с расходом не менее 1000-1200 $м^3$/сут до постоянства концентрации ПАВ, КВЧ

в выходящей струе, а затем замеряется забой.

Скважина подключается к КНС для закачки раствора ПАВ.

При отсутствии приемистости скважина оставляется под давлением в течение суток, а затем при падении давления подключается к КНС.

Если после проведения указанных работ скважина не принимает воду, то весь процесс проводится повторно.

В случае второго варианта, как показали промысловые наблюдения, внутренняя поверхность водоводов и эксплуатационных колонн нагнетательных скважин покрыта продуктами коррозии и солями. Растворы ПАВ смывают эти отложения и вносят их в призабойную зону пласта, что может привести к уменьшению приемистости нагнетательных скважин. Поэтому рекомендуется до начала закачки раствора ПАВ водоводы и скважины промыть слабым раствором соляной кислоты с последующей промывкой 0,I-процентным раствором ПАВ и замером забоя. Если при промывке скважины уровень забоя значительно повышается, то необходимо его очистить.

Нагнетательные скважины, работающие с одной КНС, могут резко отличаться приемистостью (приемистость скважины одной группы может быть до I50-200 $м^3$/сут., другой - выше 500 - 600 $м^3$/сут.). В этом случае, при переходе на закачку раствора ПАВ скважины с высокой приемистостью необходимо временно остановить или ограничить по ним закачку до увеличения приемистости скважин с низкой приемистостью.

Кроме принятых на промыслах исследований при закачке раствора ПАВ необходимо периодически определять концентрацию ПАВ в закачиваемой и добываемой жидкости. Поэтому на

устьях нагнетательных скважин и на водоводах внутри кустовой насосной станции устанавливаются вентили для отбора проб.

При испытании эффективности применения раствора ПАВ для доотмыва остаточной нефти устья нефтяных скважин должны быть оборудованы с учетом возможности отбора проб добываемой жидкости с восходящего потока, при этом отбираемые пробы являются более представительными.

7.4. Приготовление и закачка раствора ПАВ в пласт

Закачку раствора ПАВ на месторождении в целом или на отдельных его участках необходимо начать после завершения подготовки скважин и наземного оборудования.

Раствор ПАВ закачивается непрерывно. Объем раствора ПАВ и его концентрация регламентируются проектом. С технологической точки зрения в начале закачки целесообразно поддерживать концентрация на 20-50% выше рабочей.

Если поверхностно-активные вещества имеют пастообразную консистенцию, то путем нагрева их необходимо доводить до легко текучего состояния, что позводит дозировать их в концентрированном виде в закачиваемую в пласт воду с целью получения водных растворов заданной концентрации.

Раствор неионогенных ПАВ необходимых концентраций получают путем добавки их в закачиваемую в пласт воду. Наиболее целесообразно ПАВ добавлять на кустовой насосной станции (КНС). При этом дозировку можно осуществить в водоводы всех нагнетательных скважин, работающих с КНС, в группу скважин или в отдельные скважины. Более просто ПАВ дозировать в водоводы сква-

жин, подключенные к отдельному насосу КНС. В этом случае дозировка производится при низком давлении на прием насоса. Для дозировки ПАВ в закачиваемую в пласт воду используется установка дозирования ПАВ типа УДПВ, монтируемые у кустовой насосной станции.

Описание установки приведено в разделе 8.

8. ОБОРУДОВАНИЕ

8.1. Оборудование для приема, хранения и транспорта ПАВ.

Для транспорта, хранения и закачки в пласты ПАВ применяется стандартное отечественное оборудование и специальное оборудование, подлежащее разработке и последующему освоению.

При сливе ПАВ из железнодорожных цистерн на складах применяются установки УРС, состоящие из теплообменника для разогрева ПАВ, и насоса. Для хранения ПАВ на прирельсовых складах должны применяться стандартные емкости со стационарными подогревателями. На складе должны быть оборудованы стояки для налива ПАВ в автоцистерны с шестеренчатыми насосами.

Для доставки ПАВ со склада на установку дозирования применяются автоцистерны типа 4ПР на шасси автомобиля КРАЗ-257, объемом 9 м^3, имеющие паровой подогреватель и плунжерный насос. Перечень рекомендуемого оборудования см. в табл.

Таблица 6

Рекомендуемое оборудование

Наименование	Марка ГОСТ № типового проекта	Завод-изготовитель	Стадия освоения
1. Резервуар вертикальный стальной объемом 2000 м^3	704-1-55	Предприятия Миннефтегазстроя	Стандартное оборудование
2. Устройство для нижнего слива железнодорожных цистерн	АСН-8Б	Азнефтемаш	То же
3. Установка по рециркуляционному подогреву	УРС-2		-"-
4. Теплообменник кожухотрубчатый	ГОСТ 14246-49	Нальчикский машзавод	Стандартное оборудование подлежит модернизации

Продолжение таблицы 6

Наименование	Марка ГОСТ № типового проекта	Завод-изготовитель	Стадия освоения
5. Емкость подземная = 40 м³	ОСТ-26-02--5[illegible]-72	Новочеркасский завод Нефтемаш	Стандартное оборудование
6. Центробежный погружной насос	ЭХПА-5А-IА	Шелковский насосный завод	То же
7. Электропогрузчик	ЭН-I03-2,8	Свердловский машиностроит. завод	
8. Стояк для налива автоцистерн	ГОСТ 46II-49		
9. Насос шестеренчатый	Ш-80-6-36		
I0. Автоцистерна	4ЦР		

8.2. Оборудование для закачки раствора ПАВ в нефтяные пласты.

Установка УДПВ-5 предназначена для дозированной подачи ПАВ в нефтяные пласты с целью увеличения конечной нефтеотдачи пластов при разработке месторождений.

Установка обеспечивает:

- прием ПАВ из автоцистерн;

- поддержание текучести ПАВ в блоке емкости;

- дозирование ПАВ в нагнетательный или приемный водовод кустовой насосной станции (КНС);

- разогрев ПАВ, поступающего в бочках, слив его в приемный бак и перекачка в накопительную емкость;

- перекачку и циркуляцию ПАВ, как в блоке емкости, так и в баке подогрева ПАВ;

- подачу нагретого ПАВ в зону расположения погружных

электронагревателей блока емкости с целью образования вокруг них сниженного слоя в моменты пуска при низких температурах окружающей среды;

- прекращение подачи ПАВ при неработающем КНС.

Краткая техническая хатактеристика установки УДПВ-5.

- объем блока емкости, $м^3$ - 25
- максимальная производительность, $м^3/ч$ - 0,2
- максимальное давление нагнетания, кгс/см2 - 250
- количество одновременно нагреваемых бочек, шт - 6
- максимальная потребляемая мощность, квт
  - блока дозирования - 25
  - блока емкости - 20
  - блока подогрева ПАВ в бочках - 30

Установка УДПВ-5 состоит из трех блоков:

Блок дозирования ПАВ предназначен для дозированной подачи ПАВ в закачиваемую кустовыми насосными станциями (КНС) воду и включает в себя: бак подогрева ПАВ, дозировочные насосы НД 100/250, водонагреватель, трубопроводную арматуру, систему электрооборудования, КИП и А.

Блок емкости предназначен для накопления ПАВ, поддержания его в текучем состоянии и включает в себя: горизонтальный аппарат с погружными электронагревателями, трубопроводную арматуру, площадку обслуживания.

Блок подогрева предназначен для разогрева ПАВ, поступающего в бочках и включает в себя бак приемный, агрегат насосный Ш-8-25-5,8/25, камеру нагрева, агрегат электрокалориферный, щит управления электрокалорифера, щит силовой.

Капот блока дозирования ПАВ, камера нагрева блока подогрева ПАВ - цельнометаллические, теплоизолированные, съемные.

Оборудование должно устанавливаться на ровной, специально приготовленной площадке. Внешняя обвязка труб, связывающая установку с резервными емкостями, производится по месту при монтаже.

Установки УДПВ-5 разработаны институтом Татнипинефтемаш и будут серийно выпускаться с 1980 года Салаватским машзаводом.

Институт Татнипинефтемаш разрабатывает установки УДПВ-25 и УДПВ-50 производительностью 25 и 50 м^3 в сутки соответственно (по I00-процентному реагенту для дозирования ПАВ при заводнении нефтяных пластов в Западной Сибири).

9. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Вопросы техники безопасности и охраны окружающей среды рассмотрены в РД - 39 - I - I4 - 77 "Временные правила техники безопасности и защиты окружающей природной среды при проектировании обустройства и эксплуатации нефтяных месторождений, разрабатываемых с применением растворов поверхностно-активных веществ типа ОП-I0 для заводнения пластов".

10. ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СООРУЖЕНИЙ ПО ЗАВОДНЕНИЮ ПЛАСТОВ РАСТВОРАМИ ПАВ

10.1. Общие положения

10.1.1. Заводнение нефтяных пластов с добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ) производится с целью увеличения нефтеотдачи.

10.1.2. Правила содержат требования, обязательные при проектировании установок по дозированию ПАВ для подачи в закачиваемую кустовыми насосными станциями (КНС) воду и складов для хранения ПАВ.

Примечание: Правила не распространяются для проектирования сооружений системы поддержания пластового давления.

10.1.3. При проектировании сооружений по заводнению с ПАВ наряду с настоящими Правилами следует руководствоваться действующими нормами строительного проектирования по технике безопасности и охраны труда, пожарной безопасности, санитарии, автоматизации и диспетчеризации, методическими указаниями по ограничению шума и вибрации на предприятиях нефтяной промышленности и др.

10.1.4. При проектировании в сейсмических районах, в районах вечной мерзлоты, с карстовыми образованиями, оползневыми явлениями, в районах горных выработок, на присадочных грунтах, в районах пустынь следует руководствоваться дополнительно специальными указаниями и нормами.

10.1.5. Отступления от настоящих правил допускаются, если предполагается новое более прогрессивное проектное решение и обеспечиваются высокие технико-экономические пока-

затели при равной или более высокой надежности оборудования. При отступлении от норм должны проводиться соответствующие обоснования, подлежащие утверждению совместно с проектом.

I0.I.6. Проекты установок по закачке ПАВ и складов для хранения ПАВ должны согласовываться с территориальным геологическим управлением, инспекцией санитарного надзора, органами по использованию и охране водных ресурсов и рыбоохраны.

I0.I.7. Настоящие Правила, ввиду отсутствия опыта проектирования, строительства и эксплуатации сооружений по заводнению с ПАВ подлежат переработке после изучения и обобщения опыта строительства и эксплуатации.

I0.2. Установка по дозированию ПАВ.

Генеральный план

I0.2.I. Генеральный план сооружений установки следует проектировать в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий; противопожарных норм проектирования предприятий нефтяной и газовой промышленности, санитарных норм проектирования промышленных предприятий и настоящих правил.

I0.2.2. Площадка установки, как правило, размещается при КНС, соблюдая противопожарные расстояния.

I0.2.3. При размещении установки на прибрежных участках рек или водоемов планировочные отметки площадки установки принимать не менее чем 0,5 метра выше расчетного наивысшего горизонта вод с вероятностью превышения один раз в сто лет с учетом ветрового нагона и волны.

I0.2.4. Отвод поверхностных вод с земельных участков, занятых наружными технологическими установками, следует предусматривать закрытой системой водоотвода с остальных участков - открытой.

I0.2.5. Наружные инженерные сети и коммуникации следует проектировать в специально отведенных технических полосах.

I0.2.6. Проезды на территории площадки установки следует проектировать в соответствии глав СНиП "Автомобильные дороги" и "Генеральные планы промышленных предприятий". Планировочные отметки проездов должны быть выше прилегающей территории не менее чем на 0,3 м.

I0.2.7. Проезды необходимо проектировать с бетонным покрытием и ограждением бортовым камнем.

I0.2.8 Территорию площадки установки следует ограждать. Ограждение может быть выполнено любой степени огнестойкости, высотой, не менее 2,0 м с воротами шириной не менее 4,5 м. Расположение ограждения от зданий и сооружений 5 м.

Технологическая часть

I0.2.9. Необходимость заводнения на нефтяном месторождении с добавкой ПАВ, технологический режим и дозировка закачки ПАВ принимаются на основании комплексного проекта разработки месторождения и рекомендаций НИИ.

I0.2.I0. В состав сооружений установок по дозированию ПАВ могут входит :

- блок дозирования;
- блок емкости;
- блок подогрева;
- склад для хранения ПАВ в таре.

Блок подогрева и склад для хранения ПАВ в таре в составе установок предусматриваются при соответствующем технико-экономическом обосновании.

I0.2.II. Установки, как правило, необходимо располагать при КНС.

I0.2.I2. Установки, как правило, должны применяться в блочно-комплектном наполнении заводского изготовления и располагаться на наружных площадках. В отдельных случаях, когда они не могут быть применены по производительности (для нефтяных месторождений типа Самотлорского) допускается разработка индивидуальных проектов установок на основании технико-экономических расчетов.

I0.2.I3. Производительность установки должна рассчитываться, исходя из максимального объема закачки вод. При этом должна приниматься минимальное количество технологических блоков установки с максимально-возможной единичной их мощностью.

I0.2.I4. Норма запаса ПАВ на установках при КНС должна приниматься в размере не менее 5-суточной потребности.

I0.2.I5. Техническая характеристика блочно -комплектных установок должна приниматься по паспортным данным завода-изготовителя.

I0.2.I6. Проектирование установки должно производиться в технологической увязке с КНС.

I0.2.I7. При разработке индивидуальных проектов установок следует применять насосы-дозаторы типа "НД", для внутренней перекачки ПАВ шестеренные насосы типа "Ш".

I0.2.I8. Подача ПАВ производится в нагнетательный или приемный водовод КНС. Работа дозировочных насосов должна быть сблокирована с насосами КНС.

I0.2.I9. Межблочные технологические трубопроводы установки должны проектироваться герметичными, по возможности прямолинейными, прокладку их предусматривать надземную на низких опорах с уклоном в сторону емкости для аварийного слива. Расстояние между трубопроводами следует принимать с учетом возможности осмотра и ремонта трубопроводов и арматуры, минимальный уклон - не менее 0,003.

I0.2.20. Технологические трубопроводы необходимо теплоизолировать. При расчете тепловой изоляции необходимо руководствоваться "Указаниями по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов нефтяной и химической промышленности" МНС I56-67 / ММСС СССР.

I0.2.2I. Наименьшее расстояние от технологических трубопроводов, располагаемых на опорах, до зданий и сооружений принимать по противопожарным нормам проектирования предприятий нефтяной и газовой промышленности.

I0.2.22. Технологическое оборудование и трубопроводы с ПАВ должны устанавливаться на площадках с бетонным покрытием.

I0.2.23. Классификация сооружений установки по пожаро - и взрыво-опасности принимать по "Временным указаниям по классификации основных производств (отдельных помещений) и сооружений нефтяной промышленности по их пожаро- и взрывоопасности" ВСН 8-73.

Электроснабжение

I0.2.24. Электроснабжение, силовое электрооборудование и электрическое освещение установки по закачке ПАВ следует проектировать в соответствии с требованиями "Правил устрой-

ства электроустановок", "Указаний по проектированию электроснабжения промышленных предприятий", "Указаний по проектированию силового электрооборудования промышленных предприятий", "Указаний по проектированию электрического освещения производственных зданий", главы СНиП по проектированию искусственного освещения, "Указаний по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений", главы СНиП по монтажу электрических устройств" и настоящих Правил.

I0.2.25. Электроприемники установки в отношении обеспечения надежности электроснабжения при отсутствии специальных требований следует принимать к III-ей категории.

Отопление и вентиляция

I0.2.26. Отопление и вентиляция зданий и сооружений установки следует проектировать в соответствии с требованиями главы СНиП "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", "Инструкции по строительному проектированию предприятий нефтяной и газовой промышленности" и настоящих Правил.

I0.2.27. В качестве теплоносителя для системы отопления и вентиляции рекомендуется, как правило, применять горячую воду. При наличии технологических потребителей при получении тепла от постороннего источника допускается применение пара.

I0.2.28. Для подогрева ПАВ на установках с оборудованием в блочнокомплектном исполнении заводского изготовления и для отопления вспомогательных помещений, расположенных на расстоянии более I50 м от тепловых сетей допускается применение электроэнергии.

Водоснабжение и канализация

I0.2.29. Водоснабжение и канализация установки следует проектировать в соответствии с требованиями глав СНиП по проектированию водоснабжения, внутреннего водопровода зданий, канализации, внутренней канализации и водостоков зданий, санитарных норм проектирования промышленных предприятий, а также правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами, правил санитарной охраны прибрежных районов морей и настоящего Правила.

I0.2.30. На площадке установки следует проектировать объединенный хозяйственно-производственный водопровод. Проектирование противопожарного водопровода не требуется. Для хранения противопожарного запаса воды следует предусматривать резервуары.

I0.2.3I. При выборе источника водоснабжения необходимо ориентироваться на использование, в первую очередь, подземных вод или централизованных систем водоснабжения. Поверхностные воды могут использоваться в исключительных случаях.

I0.2.32. Источник водоснабжения на территории установки размещать запрещается.

I0.2.33. На установках с оборудованием в блочно-комплектном исполнении при параллельном следовании водопроводных и канализационных сетей, разрешается укладку их производить с разрывом до I,5 м, независимо от взаимного расположения этих трубопроводов по вертикали.

I0.2.34. Виды стоков на площадке установки:

- промывочные, сбрасываемые от промывки технологических трубопроводов и насосов;
- дождевые с бетонированных площадок;
- бытовые стоки от раковин.

I0.2.35. Систему канализации на площадке следует проектировать раздельную с устройством:

- сбора промывочной жидкости с технологических трубопроводов и насосов в дренажную емкость с последующей перекачкой в блок емкости ПАВ;

- сети и отдельной дренажной емкости для бытовых и дождевых стоков с последующей подачей их на приемный водовод КНС.

I0.2.36. Сбрасывать стоки с площадки установки в системы канализации других промысловых объектов без технико-экономического обоснования запрещается.

I0.2.37. Количество промывочной воды следует принимать равным 3 объемам промывочных технологических трубопроводов. Количество дождевых вод необходимо определять по слою атмосферных осадков для периода однократного превышения расчетной интенсивности дождя равному I году.

Контроль и автоматизация

I0.2.38. Контроль и автоматизацию установок следует проектировать в соответствии с требованиями норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений и настоящего Правила.

I0.2.39. Установки должны проектироваться с управлением постоянным обслуживающим персоналом.

I0.2.40. Работа дозировочных насосов установки должна быть сблокирована с насосными агрегатами КНС.

I0.2.4I. Объемы контроля и автоматизации блочных установок определяются техническими условиями на изготовление их заводами-изготовителями.

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений

I0.2.42. Здания и сооружения установки следует проектировать в соответствии с требованиями главы СНиП "Производственные здания промышленных предприятий" и настоящих Правил.

I0.2.43. Для размещения производственных и вспомогательных помещений следует, как правило, применять типовые инвентарные здания заводского изготовления (передвижные, контейнерные, цельноперевозные и сборно-разборные).

I0.2.44. Площадки для установки технологического оборудования следует проектировать с бетонным покрытием. Покрытие площадок должно быть на I5 см выше планировочной отметки земли с уклоном не менее 0,003 для обеспечения отвода дождевых вод. Площадки следует ограждать бортовым камнем высотой не менее I5 см.

I0.3. Склады для хранения ПАВ

I0.3.I. Склады для хранения ПАВ следует проектировать в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию складов нефти и нефтепродуктов, противопожарных норм проектирования предприятий нефтяной и газовой промышленности, санитарных норм проектирования промышленных предприятий и настоящих Правил.

I0.3.2. Запасы ПАВ, создаваемые на складах, при перевозке их в железнодорожных цистернах определяются по формуле:

$$З = З_т + З_с ; \qquad (85)$$

$$З = \alpha (З + t_{тр});$$

$$t_{тр} = \frac{\alpha^{\circ}}{330},$$

где $З_т$ - текущий запас, принимается равным среднесуточной раздаче из склада в т.;

$З_с$ - страховой запас, т;

a - среднесуточная раздача в т/сутки;

$t_{тр}$ - продолжительность транспортировки от завода до склада в сутках;

l - расстояние по железной дороге от завода до склада в км;

300 - грузовая скорость в км/сутки.

I0.3.3. Слив ПАВ с железнодорожных цистерн должен, как правило, применяться закрытый по трубопроводам.

I0.3.4. Для подогрева железнодорожных цистерн перед сливом рекомендуется применять ламповые инфракрасные излучатели или другие способы.

II. НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ

Совершенствование технологии применения ПАВ должно базироваться на дальнейшем развитии как фундаментальных, так и прикладных исследований.

Фундаментальные исследования предполагается развивать по следующим направлениям:

- уточнение механизма действия ПАВ в процессе вытеснения нефти;

- установление более строгих зависимостей и корреляций между отдельными факторами, определяющими эффективность применения ПАВ;

- уточнение гидродинамической модели процесса вытеснения нефти растворами ПАВ и усовершенствование расчетных схем для прогнозирования показателей разработки нефтяных залежей с применением водорастворимых ПАВ.

К этим исследованиям привлекаются институты АН СССР.

Прикладные исследования должны развиваться в следующих направлениях:

- совершенствование технологии применения ПАВ (оптимизация концентрации ПАВ в закачиваемом растворе и объема раствора, совместное применение ПАВ и других химических продуктов, усиливающих действие ПАВ, разработка и испытания композиций на основе ПАВ, позволяющих вести закачку ПАВ в пласт с минимальными затратами энергии и труда);

- испытания метода в различных геолого-физических условиях;

- совершенствование методов оценки технологической эффективности применения ПАВ;

- улучшение качества ПАВ и создание новых более эффективных ПАВ или композиций на их основе, отличающихся высокой поверхностной активностью, низкой адсорбцией на породах пластов, высокой нефтевытесняющей способностью, меньшим удельным расходом и технологичностью в применении;

- совершенствование методов оценки экономической эффективности применения ПАВ;

- создание установок для дозирования и закачки ПАВ большей производительности (установки УДПВ-25 и УДПВ-50).

К этим исследованиям привлечены территориальные институты Миннефтепрома, а также научно-исследовательские организации Миннефтехимпрома СССР, Минхиммаша и некоторых зарубежных предприятий и фирм.

ЛИТЕРАТУРА

I. Бабалян Г.А. Вопросы механизма нефтеотдачи. Азнефтеиздат, Баку, I956.

2. Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Мархасин И.Л., Рудаков Г.В. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. М., Гостоптехиздат, I965.

3. Бабалян Г.А., Ованесов Г.П., Пелевин Л.А., Тумасян А.Б. и др. Применение поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи. М., "Недра", I970.

4. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. М., "Недра", I974.

5. Дудин Ю.Д. Исследование влияния ПАВ на капиллярные процессы и избирательную смачиваемость пористых сред (Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук), Уфа, Башнипинефть, I969.

6. Словарь по поверхностно-активным веществам. М., Национальный комитет СССР по ПАВ, I974.

7. Р.Рид, Т.Шервуд. Свойства газов и жидкостей. М., Гостоптехиздат, I964.

8. Вайсбергер А. Физические методы органической химии, т.I, И.Л., М., I950.

9. Кравченко И.И., Бабалян Г.А. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти. М., "Недра", I97I.

I0. Эфрос Д.А., Оноприенко В.П. Моделирование линейного вытеснения нефти водой. Труды ВНИИ, вып.XII, М., I958.

II. Кундин С.А., Куранов И.Ф. К вопросу о методике расчетов фазовых проницаемостей по данным опытов по нестационарному вытеснению нефти водой. Труды ВНИИ, вып.28, М., I960.

12. Штангеев А.Л., Каримов М.Ф. Исследование равновесной адсорбции технических НПАВ на кварцевом песке. Тезисы конференции УНИ, Уфа, 1973.

13. Trogus F.J., Schechter R.S., Wade W.H., „Static and Dynamic Adsorption of Anionic and Nonionic Surfactants." Soc. of P. Eng. J. October, 1977., p.337

14. Атанов Г.А., Сургучев М.Л. Определение фазовых проницаемостей продуктивных неоднородных пластов по промысловым данным. Нефтепромысловое дело, № 9, 1972.

15. Баишев Б.Т., Исайчев В.В., Кожанин С.В., Семин Е.И., Сургучев М.Л. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. М., "Недра", 1978.

16. Хуснуллин М.Х. Инструкция по определению остаточной нефтенасыщенности в обсаженных скважинах путем применения импульсного нейтронного каротажа. Бугульма, Татнипинефть, 1976.

17. Ованесов М.Г., Токарев М.А., Жданов М.А. Оценка нефтеотдачи по промысловым данным ТИТО ВНИИОЭНГ, М., 1972, с.92.

18. Жданов М.А., Ованесов М.Г., Токарев М.А. Комплексный учет геологической неоднородности при анализе выработки нефти и прогноз конечного коэффициента нефтеотдачи. Геология нефти и газа, № 3, 1974, с.19.

19. Токарев М.А., Щербинин В.Г., Сабиров И.Х., Калинский Б.А. Влияние геологической неоднородности на некоторые показатели разработки и конечную нефтеотдачу. НТС, Нефтепромысловое дело, № 11, 1975, с.7-9.

20. Токарев М.А., Щербинин В.Г., Дроздова Т.А. Оценка нефтеотдачи залежей с обширными водонефтяными зонами. НТС Нефтепромысловое дело, № 9, 1978, с.5.

21. Пасько П.И., Еникеев В.Р., Козлов Ю.А. Изучение явления перетока жидкости между продуктивными горизонтами $Д_I$ и

Туймазинского месторождения. Труды УфНИИ, вып.27, Уфа, 1969.

22. Курбанов А.К. К вопросу о вытеснении нефти водными растворами ПАВ. НТС по добыче нефти, вып.26, "Недра", М., 1965, с.70-73.

23. Бабалян Г.А., Леви Б.И., Сурков Ю.В. О вытеснении нефти водными растворами ПАВ из слоисто-неоднородных пластов. Изв. ВУЗов, сер."Нефть и газ", № 8, I974, с.4I-45.

24. Леви Б.И. Численные методы исследования адсорбции ПАВ при заводнении нефтяных пластов. Труды Башнипинефти, вып.30, Уфа, I972, с.349-356.

25. Борисов Ю.П. Определение дебитов скважин при совместной работе нескольких рядов скважин. Труды МНИ, вып.II, М., Гостоптехиздат, I95I.

26. Леви Б.И., Зайдель Я.М., Шахмаева А.Г., Сурков Ю.В. О некоторых разностных схемах для решения задач двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей. Сб."Численные методы решения задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости". Новосибирск, ВЦ СО АН СССР. I975, с.I70-I83.

27. Леви Б.И. О численном решении двумерных задач фильтрации несмешивающихся жидкостей. В сб."Численные методы решения задач фильтрации несжимаемой жидкости". Изд-во СО АН СССР, Новосибирск, I972, с.I2В-I35.

28. Шалимов Б.В. Численный расчет двумерной трехфазной фильтрации (нефти, воды и газа) для оценки гидродинамических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. В сб."Численное решение задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости". Изд-во СО АН СССР, Новосибирск, I977, с.227-240.

29. Watts J. W. An iterative matrix Solution method suitable for Anisotropic problems. Soc. Petr. Eng. J., 1971.

30. Марчук Г.И. Введение в методы вычислительной математики. Изд-во СО АН СССР, Новосибирск, 1971, 238 с.

31. Todd M.R., O'Dell P.M., Hirasaki G.J. Methods for Increased Accuracy in Numerical Reservoir Simulators. Soc. of Pet. Eng. Journal, vol. 12, N6, 1972

32. Леви Б.И., Зайдель Я.М. Об одной неявной разностной схеме для численного решения задач двухфазной фильтрации. Сб. "Численные методы механики сплошной среды". ВЦ СО АН СССР, т. 7, № 3, Новосибирск, 1976.

33. Методика прогнозирования технологических показателей разработки нефтяных месторождений при перспективном планировании. ОНТИ Башнипинефть. Уфа, 1976, 54 с.

34. Тумасян А.Б., Леви Б.И. Сравнение результатов математического моделирования процесса заводнения пластов водным раствором ПАВ с промысловыми данными. "Нефтяное хозяйство", № 7, 1976.

ПРИЛОЖЕНИЕ I К РД 39-I-I99-79

обязательное

МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ В ВОДЕ

1979

ПРИЛОЖЕНИЕ I
(Обязательное)

МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ В ВОДЕ

При испытаниях неионогенных ПАВ, изучение их адсорбции в статических и динамических условиях, исследовании их распределения между нефтью и водой и т.д., а также при контроле за соблюдением назначенной концентрации растворов ПАВ, закачиваемых в нефтяные пласты, и анализах воды, извлекаемой из эксплуатационных скважин, требуется определять концентрацию ПАВ в воде.

Предложено много методов определения концентрации неионогенных ПАВ в воде, которые основаны на различных физических явлениях и химических реакциях (см.например, [I,2]). Ниже приводятся методики, которые прошли проверку в Башнипинефти, не требуют остро дефицитных реактивов, являются достаточно простыми и рекомендуются для применения в лабораториях отраслевых институтов и ЦНИПРах. Для каждой методики указывается область применения и вещества, которые могут мешать определению, и дается ссылка на литературный источник, в котором данная методика рассмотрена подробнее.

I. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАВ ПО МЕЖФАЗНОМУ НАТЯЖЕНИЮ

Методика определения концентрации ПАВ в воде по межфазному натяжению растворов ПАВ на границе с очищенным керосином с помощью сталагмометра изложена в п. 2.5.2. основного текста Руководства.

Метод рекомендуется для определения концентрации ПАВ в закачиваемых в пласт растворах и для оценки адсорбционной способности ПАВ, но только при их сравнительных испытаниях.

Определению ПАВ мешают примеси коллоидно растворенной двуокиси кремния (при работе с тонко измельченными кварцевыми песками) и диспергированная в воде нефть.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАВ ПО ИЗМЕНЕНИЮ ПОКАЗАТЕЛЯ ПРЕЛОМЛЕНИЯ РАСТВОРОВ

При закачке растворов ПАВ в пресной воде, свободной от взвешенных механических примесей и мути, наиболее просто концентрация ПАВ может быть определена по изменению показателя преломления раствора по сравнению с водой с помощью интерферометра ИТР-2, используя кюветы длиной 40 или 60 мм. Методика измерений подробно излагается в инструкции к прибору.

Методика, кроме того, рекомендуется для проверки правильности приготовления концентрации исходных растворов ПАВ при лабораторных исследованиях.

3. ПРЯМОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАВ С ПОМОЩЬЮ СПЕКТРОФОТОМЕТРА [3]

Для ПАВ, содержащих в составе молекулы бензольную группу (ОП-I0, Неонол АФ-I4), концентрация ПАВ в растворе может быть просто определена по максимуму в спектре поглощения в Уф-области спектра при длине волны около 275 нм с помощью Уф-ВИЗ спектрофотометра. В качестве стандарта может быть использована вода или раствор с известной концентрацией ПАВ. Методика измерения излагается

в инструкции к прибору. Определению ПАВ мешают диспергированная нефть и другие посторонние вещества, содержащие ароматические ядра.

Методику рекомендуется использовать при изучении адсорбции ПАВ в лабораторных условиях.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАВ КОЛОРИМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТИОЦИАНОКОБАЛЬТАММОНИЯ (ТЦКА)[4]

Методика основана на образовании экстрагируемого хлороформом на воды окрашенного комплекса ПАВ-ТЦКА. В зависимости от определяемых концентраций ПАВ рекомендуются две разновидности методик.

4.I. Определение концентрации ПАВ в интервале 0,0I-0,I5%

Необходимые реактивы:

раствор ТЦКА: 200 г роданистого аммония (хч или чда) и 30 г азотнокислого кобальта (хч или чда) растворяют в дистиллированной воде и при 20^{0} доводят объем раствора до I л.

Хлороформ (чда).

Для анализа в делительную воронку емкостью 50 мл наливают 20 мл раствора тиоцианокобальтаммония и пипеткой добавляют I0 мл пробы. Все сильно взбалтывают I мин. и дают постоять 5 мин., доливают 4 мл хлороформа, сильно взбалтывают I мин. и дают постоять еще I мин. до расслоения жидкостей. Слой хлороформа сливают через воронку в мерную колбу емкостью 25 мл. Затем оставшийся водный слой еще 3-4 раза обрабатывается порциями хлороформа по 4 мл каждая, все эти порции сливаются

вместе с первой в мерной колбе и общий объем экстракта доводится чистым хлороформом до 25 мл. После этого порцию экстракте центрифугируют при 4000 об/мин для отделения следов воды и измеряют оптическую плотность на фотоэлектрическом колориметре (ФЭК-М, ФЭК-56 и др.) при светофильтрах № 2, 7 или спектроколориметре "Спекол", или спектрофотометре при 320 или 620 нм. В качестве стандартного раствора (раствора сравнения) применяют хлороформ. Концентрация исследуемого раствора определяется по заренее построенному тэрировочному графику оптическая плотность (Д) - концентрация (С) для растворов с известной концентрацией ПАВ (завиоимость оптической плотности от концентрации должна подчиняться закону Ламберта-Бера, т.е. тарировочный график должен быть прямой линией).

Для построения тарировочного графика рекомендуются следующие концентрации ПАВ в процентах: 0,0I; 0,025; 0,04; 0,05; 0,07; 0,I0.

4.2. О п р е д е л е н и е к о н ц е н т р а ц и и П А В в и н т е р в а л е 0,0005-0,0050%

Необходимые реактивы:

Раствор ТЦКА: 620 г роданистого аммония (хч, чда), 220 г азотнокислого кобальта (хч, чда) растворяют в дистиллированной воде, раствор при температуре 20^0 доводят до объема I л.

Хлороформ (чда) или бензол (для криоскопии).

Для анализа в делительную воронку наливается I00 мл пробы, I5 мл реактива и добавляется 20 г хлористого натрия для уменьшения растворимости комплекса ПАВ в водной фазе -

для сильно опресненных вод. Все встряхивается (2 мин) и оставляется в покое на 20-25 мин, затем доливается 25 мл хлороформа (бензола), содержимое воронки встряхивается (Iмин) и ставится на разделение. Экстракт сливается в мерную колбу, объем его доводится до 25 мл, центрифугируется в течение I0 мин в закрытых пробирках при 4000 об/мин и замеряется его оптическая плотность при 620 нм (для бензола 320 нм).

Концентрация исследуемого раствора определяется по тарировочному графику. Для построения тарировочного графика рекомендуются концентрации 0,0005; 0,0010;0,0020;0,0030; 0,0040;0,0050%.

Стандартом сравнения в данном случае рекомендуется брать хлороформенный (бензольный) экстракт "холостой пробы", т.е. воды без ПАВ.

Обе разновидности методик рекомендуются для анализа закачиваемых растворов ПАВ и воды добываемой из эксплуатационных скважин.

Определению ПАВ мешают окрашенные вещества экстрагируемые хлороформом (бензолом). Вместе с неионогенными ПАВ могут определяться катионоактивные ПАВ (ингибиторы коррозии).

Операции по экстрагированию комплекса ПАВ-ТЦКА рекомендуется выполнять при температуре не выше 25°С из-за нестойкости комплекса.

4.3. Метод добавок [3]

Один из приемов определения низких концентраций веществ по светопоглощению растворов (в методе ТЦКА) является метод добавок. В данном случае к исследуемой пробе добав-

ляется известное количество определяемого ПАВ и замеряется оптическая плотность хлороформенных вытяжек исследуемой пробы и пробы с добавкой ПАВ.

Концентрацию ПАВ в анализируемой пробе находят путем сравнения оптической плотности хлороформенных растворов исследуемой пробы и пробы с добавкой ПАВ по формуле или графически. Зависимость между оптической плотностью исследуемой пробы и пробы с добавкой известного количества ПАВ выражается уравнениями:

$$\mathcal{D}_x = \varepsilon \ell C_x, \qquad (1)$$

где $\mathcal{D}_x$ – оптическая плотность исследуемого раствора;

ε – молекулярный коэффициент погашения (экстинкции);

ℓ – толщина слоя раствора, поглощающего свет, см;

C_x – неизвестная концентрация, %.

$$\mathcal{D}_{x+э} = \varepsilon \ell (C_x + C_э), \qquad (2)$$

$\mathcal{D}_{x+э}$ – оптическая плотность исследуемого раствора с добавкой известного (эталонного) количества ПАВ;

$C_э$ – известная концентрация, %.

Отсюда следует:

$$C_x = \frac{C_э \mathcal{D}_x}{\mathcal{D}_{x+э} - \mathcal{D}_x}. \qquad (3)$$

Методика не требует предварительного построения тарировочной кривой (конечно, при условии, что сохраняется линейная зависимость Д(С).

Концентрацию раствора ПАВ, используемого в качестве добавок и его объем выбирают таким образом, чтобы плотность анализируемой пробы существенно не изменилась. Рекомендуется использовать I-процентный раствор. Раствор- добавку вводят в пробу микропипеткой или микрошприцем.

Методика рекомендуется для анализа воды, добываемой из эксплуатационных скважин.

4.4. Указания относительно применения метода при переменной плотности воды.

Для приготовления тарировочных растворов нужно брать воду из скважин, эксплуатирующих те же горизонты, но в воде которых гарантировано отсутствие неионогенных ПАВ.

Если плотность анализируемой пробы отличается от плотности дистиллированной воды более, чем на 0,0I г/см^3, то степень опреснения воды рассчитывают из системы уравнений:

$$\begin{cases} \alpha_1 x + \alpha_2 y = \alpha_3 \cdot 100 \\ x + y = 100 \end{cases}, \qquad (4)$$

где α_1, α_2 и α_3 – соответственно плотности пластовой, пресной и анализируемой воды;

x и y – соответственно процентное содержание соленой и пресной воды в анализируемой пробе.

Тарировочные растворы приготавливаются на смеси пресной и соленой воды, исходя из полученных значений x и y.

Различие в тарировочных графиках для вод различной опресненности, по-видимому, объясняется наличием в пластовой воде следов диспергированной нефти, которую нельзя отделить отстаиванием или центрифугированием.

Обычно строят для вод различной опресненности, отличающихся по плотности на 0,03–0,05 г/см^3 (например, I,00; I,0S; I,06; I,09; I,I2; I,I5) несколько тарировочных графиков и, определив плотность анализируемой пробы, определяют содержание ПАВ по соответствующему тарировочному графику.

ЛИТЕРАТУРА

I. Milton J. Rosen Henry A. Goldsmith Systematic Analysis of Surface-active Agents (Chemical analysis, v. 12) Second Edition. John Wiley and Sons, Inc. N.-Y., London, Sydney, Toronto, 1972.

2. Закупра В.А. Методы анализа и контроль в производстве поверхностно-активных веществ. М., "Химия", 1977.

3. Булатов М.И., Калинкин И.П. Практическое руководство по фотоколориметрическим и спектрофотометрическим методам анализа. Л., "Химия", 1968.

4. Brown E.V. and Hayes F.C. Analyst. 8. 1955.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 К РД 39-I-I99-79

справочное

ОБЗОР ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ

I979

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
(Справочное)

ОБЗОР ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ

Вопросы применения водорастворимых ПАВ для увеличения нефтеотдачи и ускорения темпов разработки нефтяных залежей широко изучались и в СССР и за рубежом. Наиболее обстоятельно проблемы применения ПАВ рассмотрены в работах советских авторов [I-5].

К настоящему времени получены некоторые дополнительные экспериментальные данные, позволяющие полнее понять роль ПАВ в процессе вытеснения нефти водой. Ниже кратко рассмотрены результаты лабораторных исследований, послуживших основой для разработки технологии применения водорастворимых ПАВ.

Механизм вытеснения нефти водой и растворами ПАВ имеет сложный характер. На этот процесс одновременно влияют различные факторы, такие как межфазное натяжение на поверхности раздела нефть-вода, избирательное смачивание поверхности породы, разрыв пленки нефти и отмывание ее с поверхности породы, диспергирование нефти в водной фазе, коалесценция капель нефти и коалесцентное прилипание их к породе, толщина и прочность сольватных (гидратных) слоев у поверхности породы, реологические свойства нефти и др.

Интегрально влияние ПАВ в процессе вытеснения проявляется при определении коэффициентов вытеснения нефти, капиллярной пропитки нефтенасыщенной породы, относительных фазовых проницаемостей пористой среды для нефти и воды и

других характеристик.

Поэтому ниже приводятся результаты лабораторных исследований преимущественно по перечисленным выше параметрам процесса вытеснения, поскольку они используются для прогнозирования показателей разработки залежей с применением ПАВ.

Согласно результатам отечественных и зарубежных лабораторных исследований лучшими показателями при заводнении пластов обладают неионогенные ПАВ - оксиэтилированные алкилфенолы с числом групп окиси этилена в молекуле около I0. Это отечественный продукт ОП-I0 и аналогичные зарубежные продукты: Превоцел WON , Тритон Х-I00, Игепал СО-630, Ренекс 690, Тержитол N Р-27, Сульфоник N -95 и другие [2,5,6-I0] .

В результате большого комплекса лабораторных исследований было установлено, что ОП-I0 хорошо растворяется в пресной и пластовой водах хлоркальциевого типа, обладает достаточно высокой поверхностной активностью (сильно снижает межфазное натяжение на границе раствор ПАВ -очищенный керосин) особенно в области низких концентраций (до 0,I%), сравнительно мало адсорбируется породами, хорошо разрывает пленку нефти на поверхности песчаников, ускоряет и облегчает процесс капиллярного впитывания в нефтенасыщенную пористую среду и обладает высокой нефтевытесняющей способностью. По мере увеличения содержания ОП-I0 в растворе вплоть до концентрации 0,05% количество дополнительно вытесненной нефти возрастает, и затем стабилизируется [2,5] . Результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти водой и растворами ОП-I0 из пористых сред со

связанной водой и без нее приведены в табл. I.

Существенный прирост коэффициентов вытеснения нефти водным раствором ПАВ был получен и в промысловых условиях. При исследовании кернов скв. 3338 Арланского месторождения, вскрытие продуктивных пластов которой было проведено на водном растворе ПАВ специально с целью оценки эффективности применения ПАВ, было получено среднее значение остаточной нефтенасыщенности кернов около 7%, в то время как для кернов скважин, пробуренных на глинистом растворе и на воде на ряде площадей угленосной свиты, остаточная нефтенасыщенность составляла около 30-32%. Таким образом, прирост коэффициентов вытеснения достиг 23-25% [II] .

Высокая нефтеотмывающая способность водных растворов ОП-I0 сохраняется и при температурах до 80-I00°С (рис. I) [I2] .

Результаты лабораторных исследований по капиллярному вытеснению нефти водой и растворами ПАВ из песчаных и карбонатных пород, содержащих связанную воду и без нее приведены в табл. 2.

Эффективность применения ПАВ в большой степени зависит от их адсорбции породой в процессе вытеснения нефти. Исследования показали, что при фильтрации 0,05-процентных растворов ОП-I0 через водонасыщенные пористые среды величины предельной адсорбции ОП-I0 в зависимости от удельной поверхности пород находятся в пределах 0,006-I,260мг/г. При вытеснении нефти теми же растворами ОП-I0 к моменту достижения исходной концентрации ОП-I0 на выходе из пористой среды предельная адсорбция снижается в полтора-два раза. При последующей фильтрации воды может быть десорбировано около

Таблица I

Результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти из пористых сред водой и растворами ПАВ, рекомендуемых для увеличения нефтеотдачи

Пористая среда	Характеристика пористой среды: длина, мм	диаметр, мм	проницаемость, дарси	Начальная водонасыщенность пористой среды, %	Вытесняемая нефть (месторождения, горизонт)	Вытесняющая жидкость, концентрация ПАВ в растворе, %	Нефтеотдача, %	Прирост нефтеотдачи, %	Литература
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
Кварцевый песок	I400	I9	I,26–I,37	0	Арланское, $C_I w$	вода	4I,0	–	[2]
						ОП-I0 0,005	45,0	4,0	
						ОП-I0 0,0I0	49,0	8,0	
						ОП-I0 0,025	55,0	I4,0	
						ОП-I0 0,050	78,0	37,0	
						ОП-I0 0,I00	76,0	35,0	
То же	то же	то же	то же	0	Туймазинское, $Д_I$	вода	66,0		[2]
						ОП-I0 0,05	85,0	20,0	
						ОП-I0 0,I0	85,0	20,0	
То же	600	25	I,2I	I0,0	Арланское, $C_I w$	вода	65,3		[2]
						ОП-I0 0,05	83,9	I8,6	
То же	600	25	3,45	0	То же	вода	54,0		[2]
						ОП-I0 0,05	63,0	9,0	
То же	570	30	–	0	Кировдагское	вода	69,0		[I3]
						ОП-I0 0,05	73,7	4,7	
То же	200	30	0,I3	0	Арланское $C_I w$	вода	64,0		[I4]
						ОП-I0 0,05	74,0	I0,0	
То же	575	28,4	0,6	0	Туймазинское $C_I w$	вода	60,0		[I5]
						ОП-I0 0,05	72,3	I2,3	

Продолжение приложения 2

Продолжение таблицы I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
Кварцевый песок	570–580	30	0,560–0,650	0	Арланское, C_I^w	пресная вода	52,3		[I6]
						промысловая сточная вода	57,3	5,0	
						Превоцел WON 0,05 в сточной воде	6I,0	8,7(3,8)[x]	
						ОП-I0 0,05 в сточной воде	68,5	I6,2(II,I)[x]	
То же	80	–	I,0	I4–I8	Арланское, C_I^w	вода	56,0		[I7]
						ОП-I0 0,05	75,0	I9,0	
Песчаник	58,6	50	0,I68	8,8	Арланское, C_I^w	вода	66,2		
						ОП-I0 0,05	72,2	6,0	[I5–I6]
То же	6I4	50	0,I20	8,3	То же	вода	64,5		
				9,I	То же	ОП-I0 0,05	76,0	II,5	
То же	565	50	0,673	8,7	То же	вода	7I,5		
			0,650	9,5	То же	ОП-I0 0,05	79,7	8,2	
То же	579	50	0,200	9,2	То же	вода	67,7		
				9,7	То же	ОП-I0 0,05	75,6	7,9	
То же	589	50	0,I85	I0,0	Туймазинская, $Д_I$	вода	66,9		
				9,8	То же	Превоцел Г-I	78,2	II,3	
То же	59I	50	0,435	9,9	Туймазинская, $Д_I$	вода	68,4		
				9,7	То же	Превоцел Г-I	8I,4	I3,0	

Продолжение таблицы I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
Песчаник	I7I	I9	0,344	24,I	Западно-Сургутское, $БС_{I}$	вода ОП-I0 0,05 ОКМ 0,05	48,7 53,I 55,0	4,4 6,3	[I9]
То же	I79	I9	I,I30	0	Усть-Балыкское, $БС_{I0}$	вода ОП-I0 0,05 ОКМ 0,05	4I,6 44,8 48,I	3,2 6,5	
То же	I30	I8	0,408	46,3	Западно-Сургутское	вода Сеноманского горизонта ОКМ 0,05 в воде Сеноманского горизонта	55,0 62,0	7,0	

х) В скобках приведен прирост нефтеотдачи по сравнению с нефтеотдачей, полученной при вытеснении нефти промысловой сточной водой.

Продолжение приложения 2

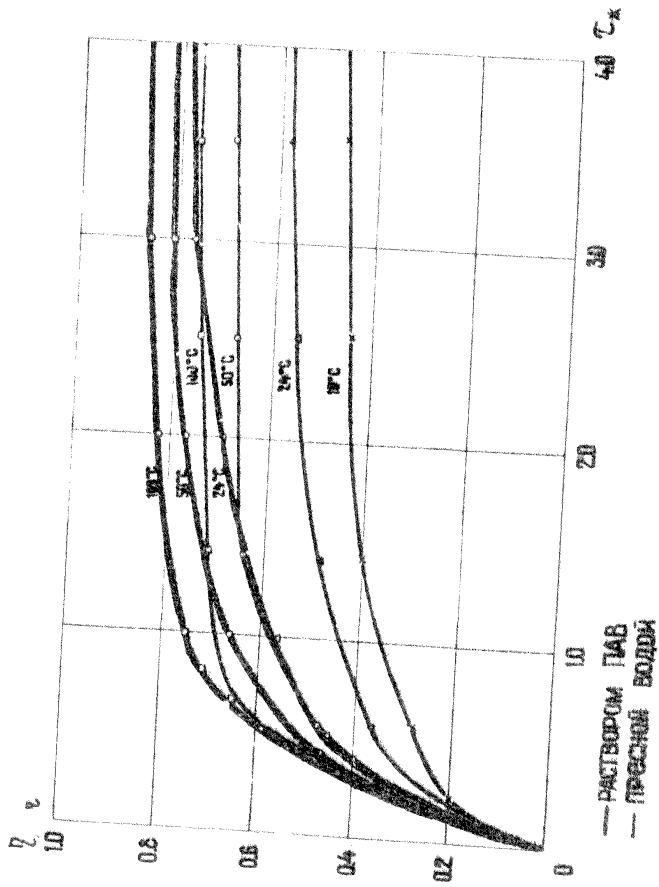


Рис. 1.

Таблица 2

Результаты капиллярного вытеснения нефти водой и водными растворами ПАВ при температуре 24°С

Характеристика пористой среды						Вытесняемая жидкость	Вытесняющая жидкость. Содержание ПАВ в растворе, %	Количество вытесненной нефти		Литература
Наименование пористой среды	Длина, мм	Диаметр, мм	Пористость, %	Проницаемость, дарси	содержание связанной воды, %			процент	прирост нефтеотдачи, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Искусственный керн	100 100	20 20	– –	1,78 1,78	–	нефть Арланского месторождения	вода ОП-10	5,34 8,96	3,63	[21]
Песчаники девона	50 50	28 28	16,9–22,6 16,9–22,6	0,2–1,0 0,2–1,0	3–10 5–12	нефть пласта C_I Туймазинского месторождения	вода ОП-10	16,4 58,9	42,5	[18,22]
Песчаники карбона	50 50	28 28	23–25 23–25	0,7–1,6 0,7–1,6	3–13 4–10	нефть пласта C_I Туймазинского месторождения	вода ОП-10	23,0 37,5	12,5	[18,22]
Карбонаты	47–50 47–50	28 28	18–30 18–30	0,033–0,24 0,033–0,24	– –	Пластовая нефть Арланского месторождения	вода Превоцел WON 0,05	6,4 8,6	2,2	[18,22]
Песчаники	50 50	28 28	17–25 17–25	0,370 0,370	9,4 9,8	нефть пласта Туймазинского месторождения A_I	вода ОП-10	19,1 27,7	8,6	[22]
Кварцевый песок	–	–	–	–	–	девонская нефть	вода ОП-10 0,05 Превоцел WON	1,1 3,7 1,8	2,6 0,7	[23]

х) Результаты приведены в $см^3$, а не в процентах.

20% ОП-10 [2,3,5,24,25] . С повышением температуры до 60-80°С существенного изменения величины предельной адсорбции ОП-10 породой установлено не было [24] .

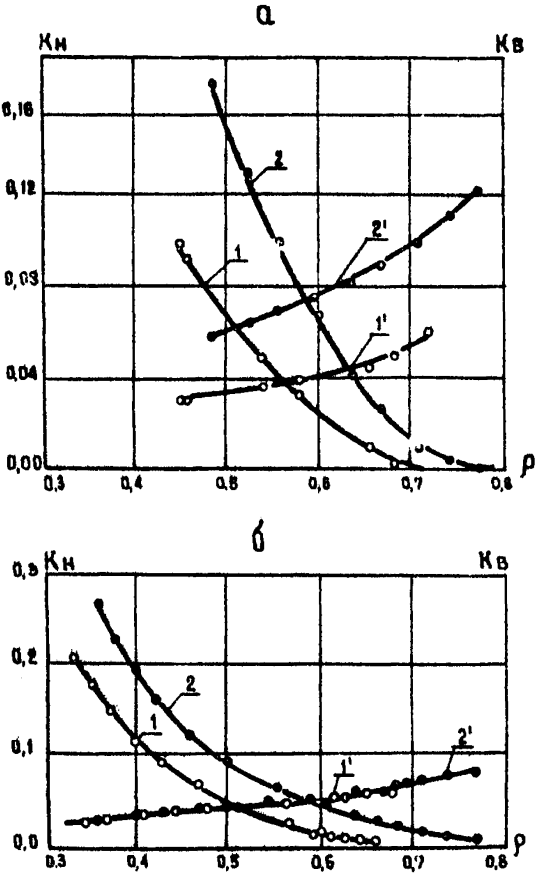
В промысловых условиях при расстоянии между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, равном 100 м, в попутно добываемой воде, начиная с момента появления закачиваемой воды в эксплуатационных скважинах, было установлено присутствие ОП-10 в количестве до 10% от исходной концентрации. Величина текущей адсорбции ОП-10 к моменту окончания опыта после закачки в пласт 2,1 порового 0,05-процентного раствора ОП-10, а затем 0,80 порового объема воды составила 0,06 мг/г, что оказалось почти в 10 раз меньше, чем величина предельной адсорбции, полученной в лабораторных условиях. Это, очевидно, связано с тем, что эффективная удельная поверхность нефтесодержащей породы пласта оказалась значительно ниже [3,5] .

При вытеснении нефти ПАВ значительно увеличивают фазовую проницаемость пористой среды для нефти.

Результаты исследований влияния ПАВ ОП-10 на относительные фазовые проницаемости пористой среды для нефти угленосной толщи нижнего карбона Арланского месторождения и пласта $Д_I$ Туймазинского месторождения и воды приведены на рис. 2, а для Превоцела Г-I - на рис.3 . [31] .

Некоторые неионогенные ПАВ, присутствуя уже при небольших концентрациях (0,01% и выше) в нефтях, обладающих структурно-механическими свойствами, снижают эффективную вязкость и повышают подвижность таких нефтей в пористой среде. С ростом концентрации ПАВ до 0,04-0,05% наблюдается пропорциональное уменьшение предельного динамического напряжения сдвига, градиента динамичеокого давления сдвига, эффективной

ВЛИЯНИЕ ОП-10 НА ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ ДЛЯ НЕФТИ (Кн) И ВОДЫ (Кв) ОТ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ (ρ)



а – девонская нефть ($Д_1$)

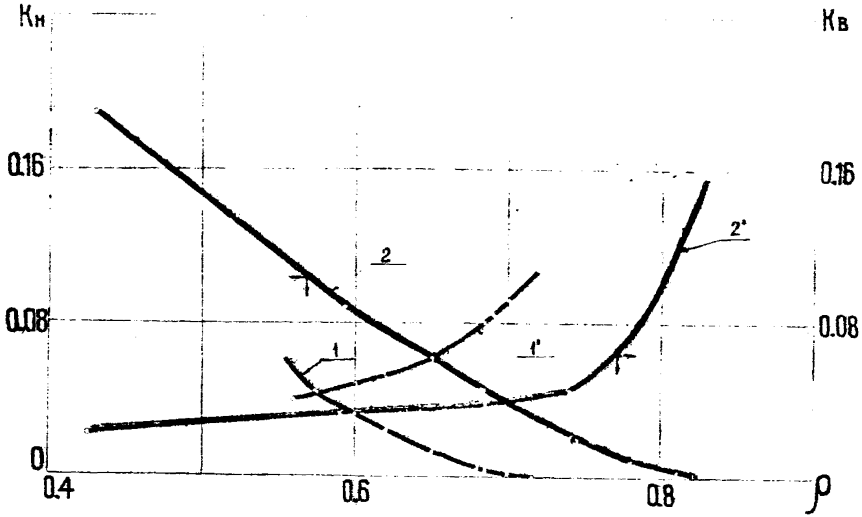
б – нефть терригенной толщи нижнего карбона ($С_1^{V}$)

1,1' – при вытеснении нефти водой

2,2' – при вытеснении нефти раствором ПАВ

Рис.2.

ВЛИЯНИЕ ПРЕВОЦЕЛА Г-1 НА ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ ДЛЯ НЕФТИ И ВОДЫ ОТ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ



1-1' - вытеснение водой

2-2' - вытеснение превоцелом Г-1

ρ - водонасыщенность

Рис. 3

Таблица 3

Адсорбция ОП-10 в динамических условиях

Длина, см	Диаметр, см	Грунт	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Нефтенасыщенность, % начальная	Нефтенасыщенность, % конечная	Концентрация ОП-10 в воде, %	Скорость фильтрации, см/час	Адсорбция, ОП-10, мг/г	Библиографический источник
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I40	I,9	Арланский песчаник	0	-	0	-	0,05	-	I,25	[2]
					I00		0,05		0,83	
I40	I,9	Кварцевый песок			I00	55	0,0025	I,I-I,2	0,0I	[2,3]
					I00	5I	0,0I	то же	0,05	
			23,6	I,26	I00	45	0,025	-"-	0,20	
			25,7	I,3I	I00	22	0,05	-"-	0,32	
					I00	24	0,I0	"	0,6I	
I8	3,0	Кварцевый песок	38,0	5-6	0		0,05	от 0,66 до II,5	от 0,22 до 0,50	[24,25]
56	3,0	то же	39	5,3	0		0,05	2,3	0,23	
I22	3,0	то же	39,5-43,0		0		0,05	I2,0	0,43	
I7,9	4,0	Песчаники Арланского и-ния	24,0	4,0			0,05	I,64	0,3I	
27,5	7,4		28,0	4,9			0,05	2,7I	0,I8	
		кварцевый песок			0		0,05		0,I4	
					0		0,I0		0,I8	
					0		0,20		0,I5	
					гидрофобизир. нефтью		0,09		0,I9	
I0	2,5	то же	36-37	I4,3--I4,5	0		0,05	от 8,3до 23,I	от 0,42 до 0,36	28,3
							0,I	от 8,3 до 23,1	от 0,55 до 0,4I	

Продолжение таблицы 3

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
I0	2,5	Кварцевый песок	–	–	20,6	–	0,05	от 8,3 до 23,I	от 0,30 до 0,20	[27,3]
							0,I	от 8,3 до 23,I	от 0,30 до 0,28	
I0	2,5	Песок свиты НКП	39–40	7-I0,0	0	–	0,05	от 8,3 до 23,I	от 0,80 до I,00	[27,3]
							0,I	от 8,3 до 23,I	от 0,87 до I,00	
							0,05	от 8,3 до 23,I	от 0,58 до 0,80	
							0,I	от 8,3 до 23,I	от 0,76 до I,00	
68,2	–	Кварцевый песок			0	–	0,05	0,I9	0,0I7	[28]
I05	–				0		II	II	0,I7	
от I5,6 до 200					I00		0,05	0,I9	от 0,I4 до 0,065	
I6,0	3,0	то же	23,6–27,9	0,043–0,054	0		0,0I 0,02 0,032 0,042 0,052	7,4–8,I	0,I9 0,27 0,28 0,3I 0,28	[29]
27,I	4,0	Песчаники Арланского м-ния	25,4	0,74	0		0,02 0,026 0,028 0,039 0,048 0,054	I,87	0,6I 0,68 0,069 0,70 0,7I 0,70	[29]
57,8	3,0	Кварцевый песок	24,2	0,67	3I,6	26,4	0,05	3,5	0,30	[29]
39,3	3,0		30,9	0,I6	I00	25,3	0,039	2,75	0,I2	
37,0	4,0	Песчаники Арланского м-ния	25,I	0,I3	I00	37,0	0,049	2,3	0,36	
27	4,9	Туймазинский песчаник	20,5	I,5	I00	30,5	0,05	I2	0,I6	

вязкости и подвижности нефтей, т.е. к улучшению их фильтруемости. Эти эффекты проявляются сильнее в породах с низкой проницаемостью. При малых градиентах сдвига эффективная вязкость некоторых нефтей снижается в 6-I5 раз. Наиболее значительное действие на ослабление реологических свойств нефтей оказывают маслорастворимые неионогенные ПАВ (ОП-4, Сепарол-29) или водорастворимые (ОП-I0), которые содержат маслорастворимые компоненты, способные диффундировать в нефть из водного раствора [32-34] .

Способность неионогенных ПАВ к переходу в нефтяную фазу (распределению) на примере ОП-I0 показана в табл. 4., в которой приведены значения коэффициента распределения ОП-I0 между нефтью и водой, полученные при длительном выдерживании в контакте равных объемов растворов ОП-I0 и образцов нефтей Самотлорского, Узеньского и Арланского месторождений. Коэффициент распределения, являющийся отношением равновесной концентрации ОП-I0 к равновесной концентрации в воде, имеет более высокие значения при повышенных температурах и низких концентрациях в растворах, приведенных в контакт с образцами нефтей.

Таблица 4

Коэффициент распределения ОП-I0 между нефтью и водой

Концентрация ОП-I0 в исходном растворе, проценты	Наименование нефтей и температура, при которой были проведены опыты, °С		
	Самотлорская 65°	Узеньская, 60°	Арланская, 25°
0,0I	7,2	6,5	I,2
0,03	5,5	6,3	I,6
0,05	4,I	5,2	I,8
0,07	2,0	-	I,2
0,I0	2,4	0,9	-

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. Бабалян Г.А. Вопросы механизма нефтеотдачи. Баку, Азнефтеиздат, I956.

2. Бабалян Г.А., Кравченко Л.И., Мархасин И.Л., Рудаков Г.В. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. М., Гостоптехиздат, I965.

3. Кравченко И.И., Бабалян Г.А. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти. М., "Недра", I97I.

4. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. М., "Недра", I974.

5. Бабалян Г.А., Ованесов Г.П., Пелевин Л.А., Тумасян А.Б. и др. Применение поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи. М., "Недра", I970.

6. Johansen R. T., Dunnig H. W., Brady J. W. Soap Chem., Spec 3I, № I0, 4I, 79, I955.

7. Dunnig H. W., Butler R. S., Producers Monthly I9, 2I, I955.

8. Cucveka A. A., Butler R. S. Producers Monthly I9, 2I, I955.

9. Prusik J. H. Oil and Gas J, 50, № I4, 97, I0I, I95I).

I0. Ojeda E., Preston F., Calhoun J. Producers Monthly I8, № 2, 20, I953.

II. Бабалян Г.А., Березин В.М. Об одном из путей увеличения добычи нефти на Арланском месторождении. "Нефтяное хозяйство", I97I, 4.

I2. Мустаев Я.А., Мавлютова И.И., Чеботарев В.В. Изменение относительной проницаемости пористой среды от температуры. "Азерб.нефтяное хозяйство", I973, II.

I3. Тумасян А.Б. О влиянии ПАВ на показатели вытеснения нефти. Труды УфНИИ, вып.I4, I965.

I4. Малышева Л.Н., Кравченко И.И., Бабалян Г.А., Ададуров Ю.Н. Влияние добавок различных ПАВ на нефтевытесняющие свойства воды. Сб.Применение ПАВ и других химреагентов в нефтедобывающей промышленности. Вып.4,М.,"Недра", I970.

I5. Тумасян А.Б., Пантелеев В.Г., Влияние поверхностно-активных веществ на фазовые проницаемости пористой среды для нефти и воды. "Нефтяное хозяйство", 2, I973.

I6. Бабалян Г.А., Тарасова Н.И., Штангеев А.Л. Испытание новых неионогенных поверхностно-активных веществ и оценка возможности их применения для увеличения нефтеотдачи пластов. Труды Башнипинефти, вып.47, I976, с.I0-I3.

I7. Мекеницкая Л.И., Кусаков М.М. Сб.Физика и гидродинамика нефтяного пласта. Труды МИНХ и ГП, вып.57, I966.

I8. Тумасян А.Б., Пантелеев В.Г., Морозова В.Т. Влияние CO_2 и поверхностно-активных веществ на капиллярное вытеснение нефти угленосной толщи нижнего карбона водой из естественной пористой среды. Труды Башнипинефти, 47, Уфа, I976, с.90-93.

I9. Пятков М.И., Вашуркин Л.И., Федорищев Г.И., Штангеев А.Л. Исследования неионогенного поверхностно-активного вещества типа ОКМ для увеличения нефтеотдачи. НТС, Нефтепромысловое дело, ВНИИОЭНГ, 7, I976.

20. Митрофанов В.П., Михневич В.Г., Тульбович Б.И., Сургучев М.Л. Эффективность вытеснения нефти из терригенных и карбонатных пород. "Нефтяное хозяйство", 2, I979.

2I. Бабалян Г.А., Целиковский О.Н. О влиянии добавок поверхностно-активных веществ на коэффициент охвата водой пористой среды. Сб.Трудй второго Всесоюзного совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности. М.,Гостоптехиздат , I963.

Продолжение приложения 2

22. Тумасян А.Б., Пантелеев В.Г., Морозова В.Т. Экспериментальные исследования капиллярного вытеснения нефти из карбонатных пород водой с добавкой поверхностно-активного вещества и углекислоты. Труды Башнипинефти, вып.3I, Уфа, I972.

23. Глумов И.Ф. Исследование влияния ПАВ на противоточную капиллярную пропитку. Труды Татнипинефти, вып.34, Казань, I976.

24. Малышева Л.Н., Бабалян Г.А. Влияние скорости фильтрации давления и температуры на адсорбцию ОП-I0 кварцевым песком в динамических условиях. Труды третьего Всесоюзного совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности. ВНИИОЭНГ, М., I966.

25. Малышева Л.Н. Исследования фильтрации водных растворов и водопроницаемости терригенных пород (на примере Арланского нефтяного месторождения) . Диссерттция на соискание ученой степени кандидата технических наук, Башнипинефть, Уфа,I967.

26. Бурдынь Т.А., Казакова А.В. Исследование адсорбции ПАВ на кварцевом песке. Труды третьего Всесоюзного совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности. ВНИИОЭНГ, М., I966.

27. Мусаев Р.А., Халилов Э.Г., Бабалян Г.А., Кравченко И.И. Лабораторное изучение динамической адсорбции ПАВ ОП-I0 и ОП-4 на песках продуктивной толщи Апшерона. Труды третьего Всесоюзного совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности. ВНИИОЭНГ, М., I966.

28. Кукин В.В., Меркулов В.П., Швецов И.А. Адсорбция ПАВ в динамических условиях. Труды КуйбышевНИИ НП, вып. 33, I966.

Продолжение приложения 2

29. Штангеев А.Л., Каримов М.Ф. Исследование равновесной адсорбции технических НПАВ на кварцевом песке. Тезисы конференции УНИ, 1973.

30. Теоретические, экспериментальные, нефтепромысловые и проектные разработки применения ПАВ для увеличения нефтеотдачи (отчет) 4073, Башнипинефть, Бабалян Г.А. и др., Уфа, 1974.

3I. Девликамов В.В., Рогачев М.К. Влияние поверхностно-активных веществ на аномально-вязкие нефти. Сб.Труды УНИ, вып.80, Уфа, 1975.

32. Девликамов В.В., Рогачев М.К., Семенова Л.В. Пептизация асфальтенов в нефти поверхностно-активными веществами. Сб.Труды УНИ, вып.80, Уфа, 1975.

33. Девликамов В.В., Рогачев М.К., Влияние ПАВ на реологические свойства нефти. "Нефтяное хозяйство", 7, 1976.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 К РД 39-I-199-79

Справочное

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ В СССР И ЗА РУБЕЖОМ

1979

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
(Справочное)

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ В СССР И ЗА РУБЕЖОМ

I. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ ПАВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ БАШКИРИИ

Впервые закачка 0,05-процентного раствора ПАВ была осуществлена на Нагаевском участке Арланского месторождения в I964-I965 гг. Участок состоял из нагнетательной скважины и четырех эксплуатационных, расположенных вокруг нагнетательной на расстоянии I00 м.

В промышленном масштабе закачка раствора ПАВ была начата в I967 г на Николо-Березовской площади Арланского месторождения.

В различное время закачка ПАВ проводилась на Ашитском, Шариповском, Иванаевском участках Арланского месторождения, на Стахановской площади Серафимовской группы нефтяных месторождений, а также на Туймазинском месторождении.

В настоящее время закачка раствора ПАВ продолжается в 46 нагнетательных скважин Николо-Березовской и в I9 нагнетательных скважин Вятской площади Арланского месторождения, в 25 нагнетательных скважин Кушкульского месторождения. Данные о закачке раствора ПАВ по всем площадям представлены в табл.I.

На 0I.09.78 по всем месторождениям Башкирии закачано в пласт 25354 тыс.м^3 раствора ПАВ. Израсходовано 9907 т ПАВ.

I.I. Закачка раствора ПАВ на Нагаевском участке Арланского месторождения.

На Нагаевском участке Арланского месторождения были разбурены специально по плотной сетке два очага заводнения по пятиточечной системе с расстоянием эксплуатационных скважин от нагнетательной в среднем I00 м.

Таблица I

Данные по закачке раствора ПАВ и расходу реагента на 01.09.78

Годы	Месторождения, участки							
	Николо-Березовская пл.	Вятская площадь	Шариповск. участок	Иванаевский участок	Туймазинский участок	Стахановская площадь	Кушкульское месторожд.	Итого
1967	708	–	–	–	–	–	–	–
	248	–	–	–	–	–	–	–
1968	1069	–	–	–	–	71	–	–
	438	–	–	–	–	28	–	–
1969	1048	–	–	–	–	30	–	–
	429	–	–	–	–	12	–	–
1970	1147	–	–	–	–	88	–	–
	505	–	–	–	–	26	–	–
1971	1363	–	–	–	–	196	15	1574
	640	–	–	–	–	70	4	714
1972	1330	–	385	221	234	150	211	2531
	670	–	80	100	89	67	60	1066
1973	1569	–	237	207	250	–	214	2477
	764	–	105	70	118	–	92	1140
1974	2300	–	–	–	22	–	197	2519
	1117	–	–	–	32	–	85	1234
1975	2360	57	–	–	–	–	480	2897
	840	27	–	–	–	–	260	1127
1976	2800	148,9	–	–	–	–	485	3433,7
	537	60	–	–	–	–	236	833
1977	2994	93,1	–	–	–	–	437,7	3524,8
	863	11,6	–	–	–	–	153,9	1028,5
1978	1853	74	–	–	–	–	310	2237
	900	19	–	–	–	–	150	1069
Итого:	20541	373	622	428	506	535	2349,7	25354
	7951	117,6	185	170	239	203	1040,9	9907

Объектом закачки является пласт угленосной толщи нижнего карбона. Вязкость нефти в пластовых условиях 18-20 сПз. В один из очагов был закачан 0,05-процентный водный раствор ОП-I0 в количестве 2,4 объема порового пространства очага. В результате эксперимента установлено следующее:

- добавка в воду ОП-I0 способствует освоению нагнетательных скважин при давлении ниже давления гидроразрыва пласта;

- величина адсорбции ПАВ в пластовых условиях значительно меньше, чем в лабораторных;

- безводная нефтеотдача при закачке раствора ПАВ составила I8,3% (5-8% без ПАВ), при обводнении продукции на 75% нефтеотдача равна 35% (не превышает 20% без применения ПАВ);

- раствор ПАВ, попадая в эксплуатационные скважины, снижает стойкость эмульсии и вызывает частичную внутрискважинную деэмульсию, что дает возможность сократить расход ПАВ на деэмульсацию.

После закачки раствора в количестве двух объемов порового пространства одного очага в пласт стали нагнетать воду для определения возможности десорбции ПАВ. Было установлено, что можно десорбировать I6-20% закачанного ПАВ.

Во всех эксплуатационных скважинах с начала появления закачиваемой воды в ней было обнаружено ПАВ с концентрацией до 5% от исходной.

I.2. Закачка раствора ПАВ на Николо-Березовской площади Арланского месторождения.

I.2.I. Развитие работ.

С I967 г. на Николо-Березовской площади Арланского мес-

торождения ведется крупный промысловый эксперимент по закачке в пласт водного раствора ПАВ на участке, разбуренном по промышленной сетке скважин (рис.I).

В начале 0,05-процентный раствор ПАВ закачивался только на опытном участке в I2 нагнетательных скважин разрезающего ряда, КНС-I3а.

На 0I.09.78 на опытном участке работают I3 нагнетательных и 62 эксплуатационные скважины. Геологопромысловая характеристика участка приведена в табл. 2.

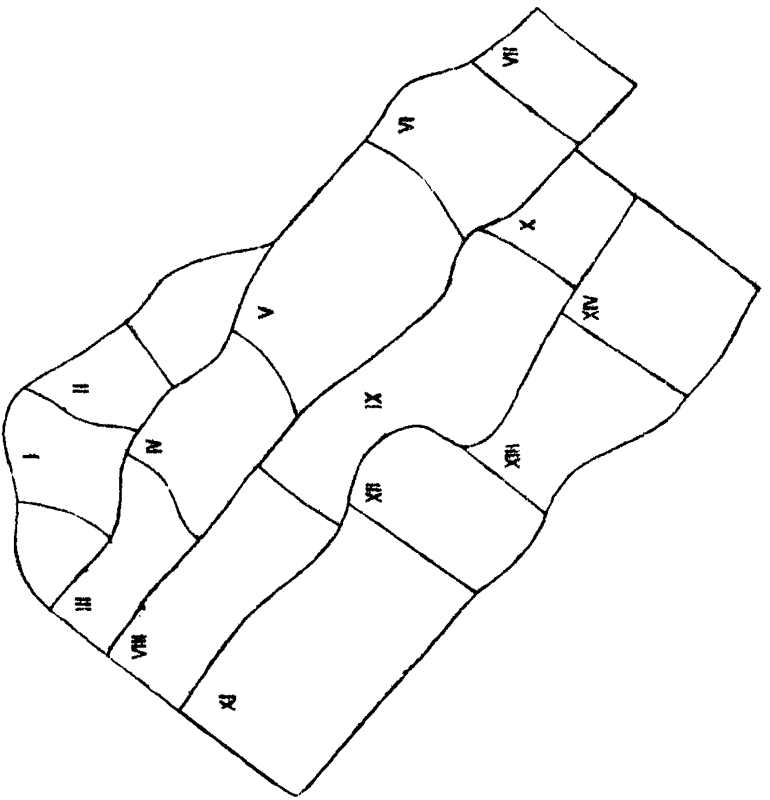
На начало закачки растворов ПАВ с участка было отобрано 206 тыс.т нефти или около I,9% от геологических запасов. Закачка растворов ПАВ начата в феврале I967 г.Всего закачано 6469 тыс.м^3 раствора ПАВ и израсходовано 2568 т ПАВ. Давление закачки изменяется от I40 до I55,8 кгс/см^2. Пластовое давление в зоне закачки - 230,0 кгс/см^2.

С начала разработки по участку добыто 30I0,9 тыс.м^3 нефти и I866,4 тыс.м^3 воды. Текущая нефтеотдача составляет 23,75%, обводненность добываемой продукции 74,8%, нарастающий водо-нефтяной фактор 0,627 м^3/м^3. Компенсация отбора закачкой составляет I33%. Пластовое давление в зоне отбора 6I,7 кгс/см^2. Следует отметить, что фонд эксплуатационных скважин на опытном участке в течение всего периода эксперимента остается практически постоянным.

В результате ввода под нагнетание в I972-I974 гг. скважин разрезающего ряда между опытным и контрольным участками образовалась гидродинамически обособленная зона разработки, в дальнейшем именуемая нами центральным участком.

На этом участке в I3 нагнетательных скважин с КНС-I3а и частично с КНС-I3 закачивается 0,05-процентный раствор ПАВ типа ОП-10.

СХЕМА ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ



I-XIV - номера зон (блоков)

Рис. 1

Продолжение приложения 3

Таблица 2

Геолого-промысловая характеристика участков

Показатели	Участки			
	Опытный	Центральный	Р-н I440	Контрольный
I. Объект разработки, пласты	$C_I + C_П + C_Ш + C_{IУ} + C_У$			
2. Длина участков, км	I3,6	I2,0	3;2	I2,0
3. Площадь участков, га	2837	7I7	2I28	3024
4. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина объекта, м	2,53	4,23	4,65	3,97
5. Количество эксплуатационных скважин, шт.	62	94	37	95
6. Количество нагнетательных скважин, шт.	I3	I3	4	26
7. Плотность сетки скважин, га/скв.	36,0	I9,8	I7,5	24,6
8. Текущая нефтеотдача, %	23,75	26,23	35,50	2I,70
9. Обводненность,%	74,80	64,05	75,40	66,60
I0. Нарастающий водонефтяной фактор, $м^3/м^3$	0,620	0,754	I,I00	0,776

На 0I.09.78 на центральном участке работают I3 нагнетательных и 94 эксплуатационных скважин (см.табл.2).

На начало закачки раствора с участка отобрано 290 тыс.т или около 2% от геологических запасов. Закачка раствора ПАВ начата в I967 г. в скв. II85. С 0I.0I.73 по 0I.0I.74 в скв.47, I32, I004, II69, 2447 закачано 280 тыс.$м^3$ воды без ПАВ. С 0I.0I.74 раствор ПАВ закачивается во все нагнетательные сква-

жины. Всего закачано 6809 тыс.м^3 раствора ПАВ. Израсходовано 2486 т ПАВ. Давление закачки изменяется от II9,3 до I62,0 кгс/см^2. Пластовое давление в зоне закачки I98 кгс/см^2. С начала разработки добыто 4415,2 тыс.м^3 нефти и 3327 тыс.м^3 воды. Текущая нефтеотдача составляет 26,2%, обводненность добываемой продукции 64,I%, а нарастающий водо-нефтяной фактор 0,754 м^3/м^3. Компенсация отбора запасов составляет 88%. Пластовое давление в зоне отбора 7I,4 кгс/см^2. Фонд эксплуатационных скважин в течение эксперимента остается постоянным.

С I973 года начали закачку раствора ПАВ в 4 нагнетательные скважины, расположенные в районе очаговой нагнетательной скважины I440.

На 0I.09.78 в районе нагнетательной скважины I440 работает 4 нагнетательных и 37 эксплуатационных скважины (см.табл.2). На начало закачки раствораПАВ с участка отобрано около 1% от геологических запасов нефти. Всего по участку закачано 3596 тыс.м^3 раствора ПАВ. Израсходовано I369 т ПАВ. Давление закачки изменяется от I40 до I55,I кгс/см^2. Пластовое давление в зоне закачки I79,4 кгс/см^2.

С начала разработки добыто 2055,7 тыс.м^3 нефти и 2269,2 тыс.м^3 воды. Текущая нефтеотдача составляет 35,5%, обводненность добываемой продукции 75,4%, а нарастающий водо-нефтяной фактор I,I м^3/м^3. Компенсация отбора закачкой составляет 84,0%. Пластовое давление в зоне отбора 89,0 кгс/см^2. С целью оценки эффективности применения ПАВ на этой площади параллельно опытному на расстоянии 3,5 км был выбран контрольный участок, где в 23 нагнетательные скважины разрезающего ряда закачивается сточная вода без ПАВ. Закачка ведется с трех КНС:

КНС-I3, 4 и 6, куда поступает вода Ашитского нефтепарка и завода искусственных кож (г.Нефтекамск).

На 0I.09.78 на контрольном участке работает 26 нагнетательных и 95 эксплуатационных скважин (см.табл.2). На начало закачки воды с участка отобрано 335.0 тыс.т нефти или около I,9% от геологических запасов.

Всего по участку закачано 893I тыс.м^3. Давление закачки изменяется от I02 до I43 кгс/см^2. Пластовое давление в зоне закачки 203 кгс/см^2. С участка отобрано 4509,5 тыс.м^3 нефти и 35I3,6 тыс.м^3 воды. Текущая нефтеотдача составляет 2I,7%, обводненность добываемой продукции 66,6%, а нарастающий водонефтяной фактор 0,776 м^3/м^3. Компенсация отбора закачкой составляет III%. Пластовое давление в зоне отбора 73,5 кгс/см^2. Фонд эксплуатационных скважин на контрольном участке непрерывно увеличивается. Это связано с интенсивным разбуриванием его наиболее высокопродуктивных зон. Все участки, где ведется закачка раствора ПАВ, расположены на Николо-Березовской площади Арланского месторождения, объектом эксплуатации являются пласты терригенной толщи нижнего карбона (C_I-$C_{Iу}$). Заводнение с ПАВ на всех участках начато практически с начала их разработки, т.е. мы имеем случай, когда применение ПАВ ведется с начала заводнения.

I.2.2. Определение границ участков и выделение зон для анализа.

Границы участков с закачкой раствора ПАВ и воды определялись по методике, изложенной в разделе 7.2 . Учитывая, что геологическая характеристика рассматриваемых участков различна, в их пределах были выделены отдельные зоны. Эффек-

тивность применения ПАВ определялась как путем сопоставления показателей разработки участков, так и отдельных сопоставимых зон.

Сопоставимость зон определяется следующими параметрами: нефтенасыщенной толщиной пласта, "удельными запасами" нефти на единицу площади, среднеарифметической нефтенасыщенной толщиной объекта, отношением числа эксплуатационных и нагнетательных скважин и т.д.

Величина этих параметров по зонам приведена в табл. 3.

Таблица 3

Геолого-промысловая характеристика зон участков

Зоны	Средневзвешенная толщина объекта, м	Площадь на 1 скв, га/скв.	Среднеарифметическая толщина объекта, м	Средневзвешенная толщина пласта c_{II}, м	Удельные запасы нефти, тыс. т/га	Отношение числа эксплуатационных скважин к нагнетательным
		Район скважины I440				
I	5,50	I5,9	6,30	2,60	8,60	8,0
II	3,40	20,6	4,I0	I,6	4,30	I3,0
I+II	4,60	I7,5	5,60	2,2	6,90	9,2
		Опытный участок				
III	2,70	39,2	3,70	I,6	3,60	8,0
IУ	3,50	28,6	5,00	3,0	5,35	3,8
У	2,40	36,4	3,50	I,9	3,5I	3,2
УI	3,20	36,0	3,50	2,I	4,39	5,3
УII	I,40	40,4	2,30	I,4	I,89	4,0
III-УI	2,53	36,0	3,78	2,I	3,99	4,8

Продолжение таблицы 3

Зоны	Средневзвешенная толщина объекта, м	Площадь на I скв, га/скв.	Среднеарифметическая толщина объекта, м	Средневзвешенная толщина пласта $С_П$, м	Удельные запасы нефти, тыс. т/га	Отношение числа эксплуатационных скважин к нагнетательным
			Центральный участок			
УШ	2,80	26,6	3,50	I,9	4,I6	4,5
IX	5,00	I6,2	6,40	2,4	8,25	7,9
X	3,80	27,6	8,70	2,7	6,20	I3,0
УШ-X	4,23	I9,8	6,I0	2,3	6 75	7,2
			Контрольный участок			
XI	3,30	24,6	4,50	I,8	4,58	4,4
XП	4,0	32,6	5,60	2,9	6,35	I,7
XШ	3,6	25,4	4,80	2,4	5,40	3,2
XIУ	5,6	20,2	6,60	3,8	9,35	4,2
XI-XIУ	3,97	24,6	5,I5	2,5	6,02	3,6

Как видно из таблицы, достаточно близкое сходство фактически по всем рассмотренным параметрам наблюдается по зонам IУ-XШ, УI-XI. Причем, соответствие параметров наблюдается, как по объекту в целом, так и по основному пласту $С_П$.

При рассмотрении сопоставимости зон необходимо учесть, что в зонах У, XI, XП имеются палеокарстовые впадины.

В зоне У расположены две впадины, занимающие площадь III,9 га, в зоне XI площадь впадины равна 25,6 га, а в зоне XП - 68,8 га.

Значения основных геологических параметров XI и УI зон близки.

Очевидно, эти зоны могут быть взяты для анализа и сопоставления показателей разработки по ним.

Остальные зоны по рассматриваемым параметрам сильно различаются. Так, если рассматривать участки в целом, то значения параметров опытного участка ниже значений параметров контрольного участка примерно в I,5 раза, т.е. опытный участок находится в худших геологических условиях.

Несмотря на это, нами предлагается сравнение опытного участка с контрольным. Следует учесть, что зона У не сопоставима ни с одной из зон, ввиду наличия в ней палеокарстовой впадины, содержащей пластовую воду. Скважины 1233, I234, I25I, I254, расположенные вблизи этой впадины, обводнились пластовой водой до начала закачки раствора ПАВ. Эта вода поступает до настоящего времени. Поэтому при сопоставлении в целом участков, из опытного участка следует исключить зону У.

Исходя из вышеизложенного, следует, сопоставить IУ-XШ и УI-XI зоны, а также опытный участок без У зоны с контрольным, центральный с контрольным и район скважины I440 с контрольным.

I.2.3. Оценка эффективности применения ПАВ по охвату пласта закачкой по толщине в нагнетательных скважинах

Оценка эффективности применения ПАВ по этому методу проводилась путем сравнения коэффициента охвата пласта закачкой по толщине в нагнетательных скважинах при закачке раствора ПАВ и воды по методике, изложенной в разделе ? .

Анализ был проведен за весь период проведения эксперимента.

Продолжение приложения 3

Для анализа было использовано на участках с закачкой ПАВ I45 исследований по 20 скважинам и 75 исследований по I9 скважинам на участке с закачкой воды.

Результаты анализа представлены в табл. 4.

Как видно из таблицы, увеличение охвата пласта закачкой по толщине в нагнетательных скважинах при закачке ПАВ по отдельным пластам самое различное.

Ввиду того, что на данных участках основные запасы нефти (70-80%) находятся во П и Ш пластах, проанализированы эти пласты совместно и по ним получены следующие результаты: по скважинам района I440 увеличение составило 55%, по опытному и центральному участку - II%. В целом же по участку закачки ПАВ увеличение составило 24%. При анализе охвата пласта закачкой по толщине в целом по участкам видно, что на участках закачки ПАВ пласты, в которых содержатся незначительные запасы нефти (I; IУ; У) вырабатываются такими же темпами, как и основные пласты, т.к. по этим пластам охват пласта закачкой по толщине практически одинаков с основными пластами. Так, например, по основным пластам опытного участка охват-0,6 и в целом по участку он составляет 0,6 и т.д. На контрольном же участке картина обратная, здесь вырабатывается в основном П и Ш пласты, а остальные пласты в разработке практически не участвуют. По П и Ш пласту охват 0,54, по участку в целом 0,37.

Из проведенного выше анализа видно, что применение ПАВ позволяет увеличить охват пласта закачкой по толщине основных пластов на I0 - 55% и в среднем по участку на 24%.

При закачке ПАВ по маломощным пластам охват пласта закачкой по толщине значительно выше, чем при закачке воды.

Таблица 4

Результаты определения охвата заводнением по толщине пластов

Закачиваемый агент	Участки	Пласты I	II	III	IУ	У	II+III	В целом по объекту
Раствор ПАВ	Опытный	0,47	0,60	-	0,63	0,95	0,60	0,60
	Центральный	-	0,62	0,59	-	-	0,60	0,55
	Район I440	0,90	0,87	0,52	0,38	0,88	0,84	0,70
	Весь участок	0,8I	0,72	0,58	0,6I	0,9I	0,67	0,68
В о д а	Контрольный	0,44	0,55	0,47	-	0,36	0,54	0,37

I.2.4. Оценка эффективности применения ПАВ по удельному коэффициенту приемистости нагнетательных скважин

Эффективность применения ПАВ также определялась и путем сопоставления удельных коэффициентов приемистости нагнетательных скважин при закачке раствора ПАВ и воды согласно методике, изложенной в разделе 1.2.3.

На основе анализа геолого-промыслового материала по нагнетательным скважинам рассматриваемых участков для определения удельного коэффициента приемистости были взяты исследования по следующим скважинам: по опытному участку скв. I3I2, I309, I30I, I300, I298; по центральному участку скв. I32, 6097, 6099, II85, 2447, II69, 47; по контрольному участку скв. 958, I03I, I0I2, 604, 605, 9I5, 9I4, 6I9, I9, 9II.

В анализ не были взяты скважины, имеющие порыв колонны, фиксацию приемистости вне интервалов пластов, в которых отсутствуют замеры устьевого или пластового давления за длительный период работы, а также скважины, вошедшие под нагнетание в поздний период или в которые закачка прекращена. Удельный коэффициент приемистости определяется по зависимостям

$$K_1' = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i}{\sum_{i=1}^{n} \Delta P \cdot h \cdot K}; \qquad K_2'' = \frac{\sum_{i=1}^{m} K_i' \cdot Q_i'}{\sum_{i=1}^{m} Q_i}.$$

Как показал расчет удельный коэффициент приемиотости при закачке раствора ПАВ в течение всего периода эксперимента выше, чем при закачке воды.

В среднем за период эксперимента эта величина составляет 30-40%.

I.2.5. Оценка эффективности применения ПАВ по показателям разработки

Эффективность применения ПАВ оценивается путем сравнения показателей разработки участков с закачкой раствора ПАВ с участком закачки воды.

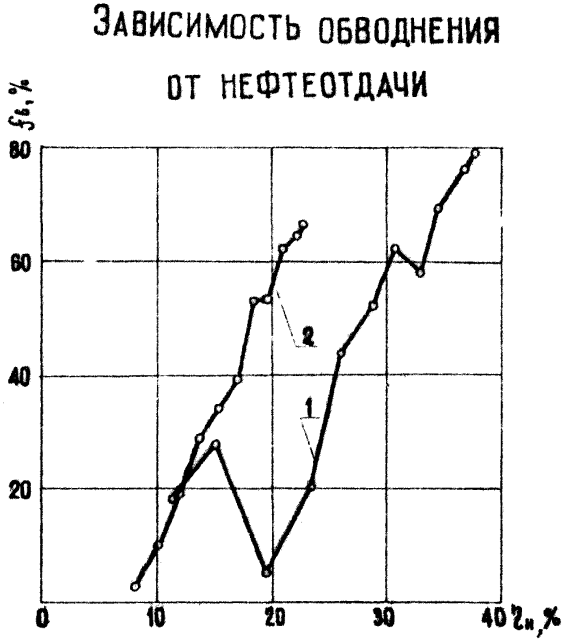
Сравниваются темпы отбора нефти, обводнение продукции, водо-нефтяной фактор, текущая нефтеотдача, нефтеотдача заводненной зоны в зависимости от $\tau_{ж}$ и $\eta_{н}$. Сравнение ведется согласно методикам, изложенным в разделе как по участкам в целом, так и по зонам, геологически сопоставимым.

Сравнение динамики обводнения продукции и нарастающего водо-нефтяного фактора по отдельным зонам опытного и контрольного участков приведены на рис. 2-5, в целом по участкам на рис. 6,7.

Как видно из рис.6,7 обводнение продукции и нарастающий водо-нефтяной фактор на опытном участке меньше. Так на текущую нефтеотдачу 20% нарастающий водо-нефтяной фактор на опытном участке 0,25 $м^3/м^3$, а на контрольном - 0,7 $м^3/м^3$, т.е. на опытном участке эта величина значительно меньше, чем на контрольном. Это говорит о том, что для добычи одинаковых объемов нефти при ПАВ требуется расход по ним воды в два раза меньше.

На рис.8-II приведено сравнение динамики темпа отбора нефти и текущей нефтеотдачи по отдельным зонам, а в целом по участкам приведено на рис.I2,I3.

Как видно из рис. I2,I3, темп отбора нефти на опытном участке на 43%, а прирост текущей нефтеотдачи на 3,3% выше, чем на контрольном. В этом случае дополнительный отбор нефти с участка составил 250 тыс.т нефти или I47 т на тонну израсходованного ПАВ.



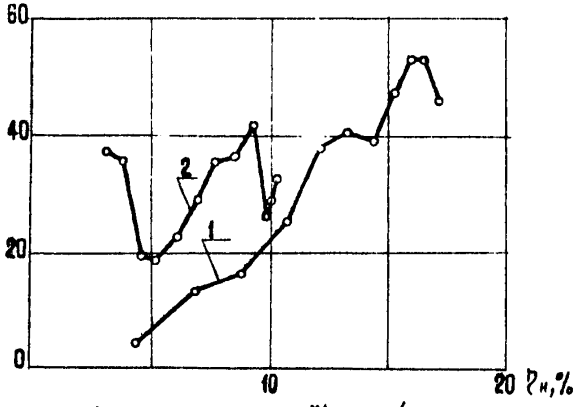
1- опытный участок (IУ зона);

2- контрольный участок (XIII зона).

Рис. 2

Зависимость

обводнения от нефтеотдачи



1- опытный участок /У1 зона /;

2- контрольный участок /Х1 зона/.

Рис. 3.

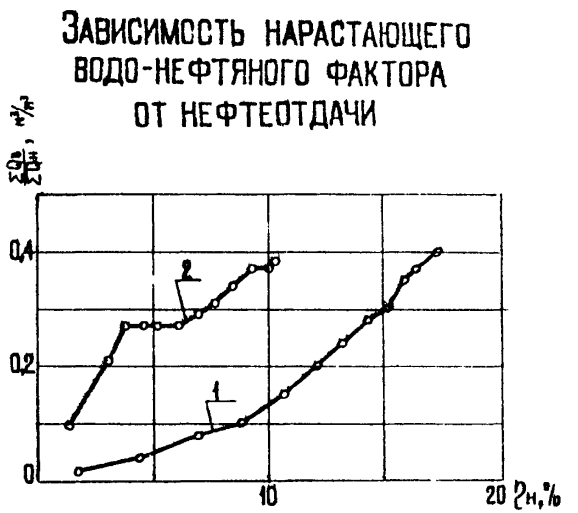
ЗАВИСИМОСТЬ НАРАСТАЮЩЕГО ВОДО-НЕФТЯНОГО ФАКТОРА ОТ НЕФТЕОТДАЧИ



1- опытный участок /1У зона/;

2- контрольный участок /УШ зона/.

Рис. 4

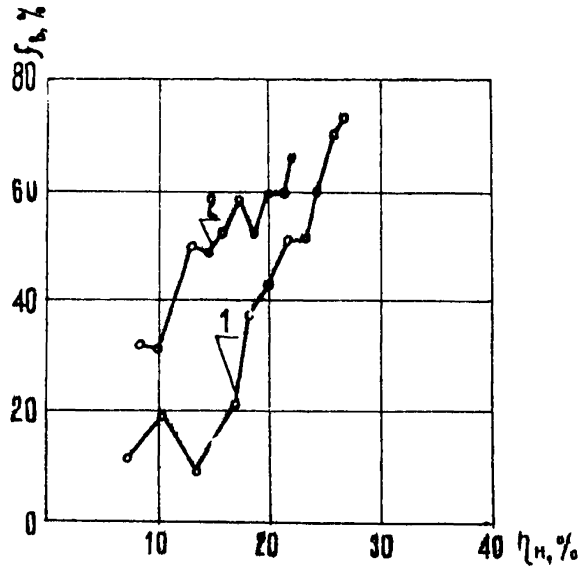


1- опытный участок /У1 зона/;

2- контрольный участок /Х1 зона/.

Рис. 5

ЗАВИСИМОСТЬ ОБВОДНЕНИЯ ОТ НЕФТЕОТДАЧИ

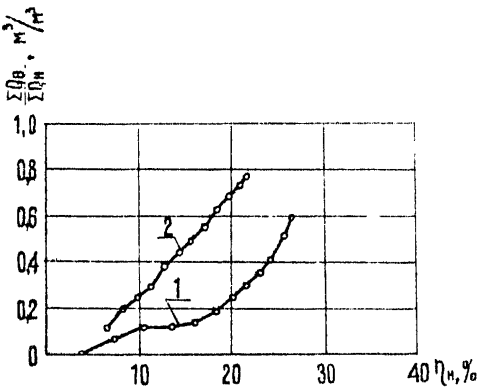


1- опытный участок;

2- контрольный участок.

Рис. 6.

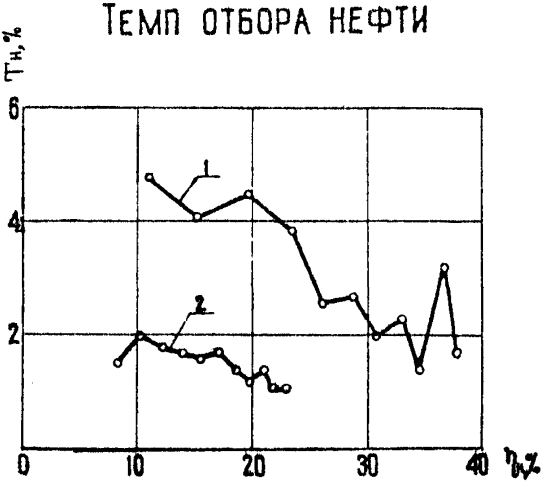
Зависимость нарастающего водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи



1 - опытный участок;

2 - контрольный участок.

Рис. 7.

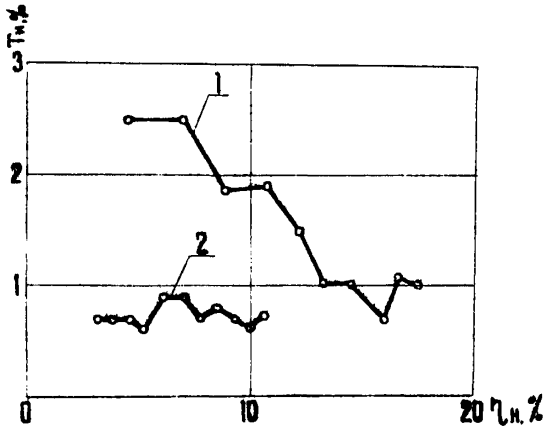


1- опытный участок / 1У зона/;

2- контрольный участок /ХШ зона/.

Рис. 8

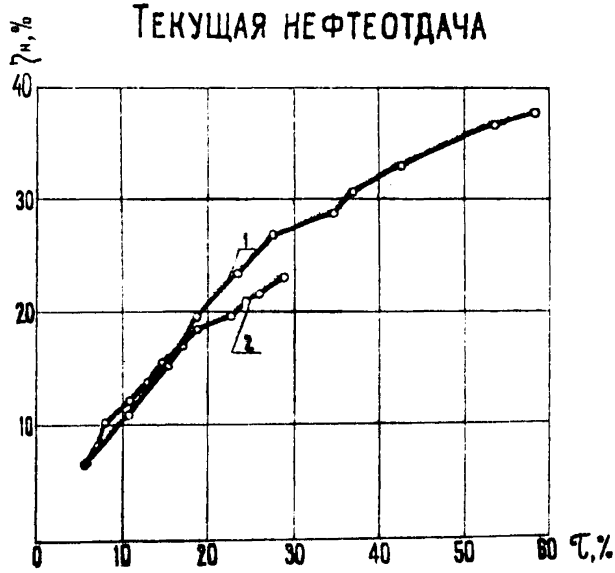
ТЕМП ОТБОРА НЕФТИ



1- опытный участок /У1 зона/;

2- контрольный участок/К1 зона/.

Рис. 9.



1- опытный участок /IV зона/;

2- контрольный участок /XII зона/.

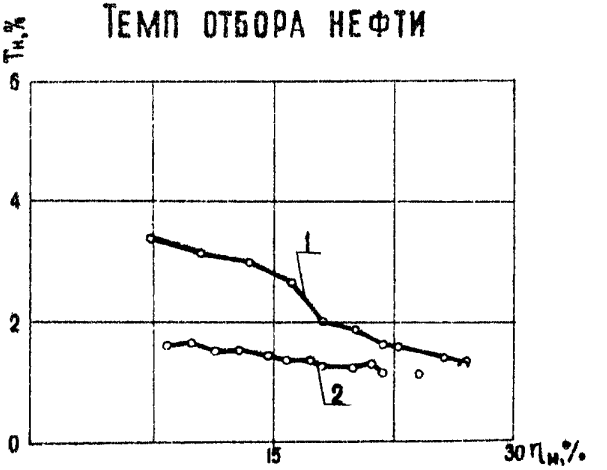
Рис. 10.



1- опытный участок /Э1 зона/;

2- контрольный участок /Х1 зона/.

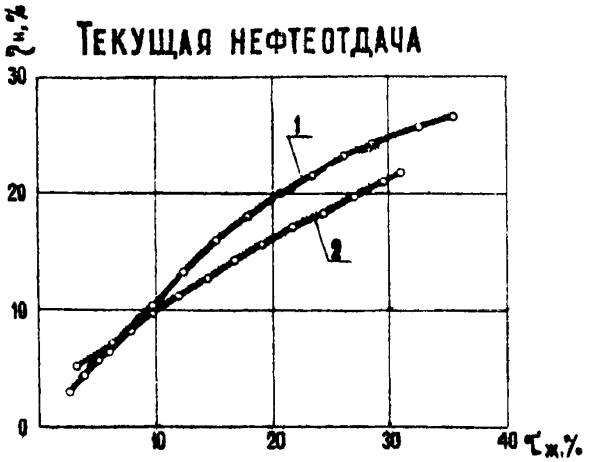
Рис.11



1- опытный участок;

2- контрольный участок.

Рис. 12



1- опытный участок;

2- контрольный участок.

Рис. 13.

Для того, чтобы оценить текущую нефтеотдачу по заводненной части зон и участков на 01.09.78 была построена карта обводнения. По ней подсчитаны геологические запасы. Прирост текущей нефтеотдачи по заводненным зонам и участкам, определенный по методике, изложенной в разделе 3.5.4. приведен в табл. 5. Как видно, разница в приросте текущей нефтеотдачи между опытным и контрольным участками в этом случае составляет 6,2%.

Таблица 5

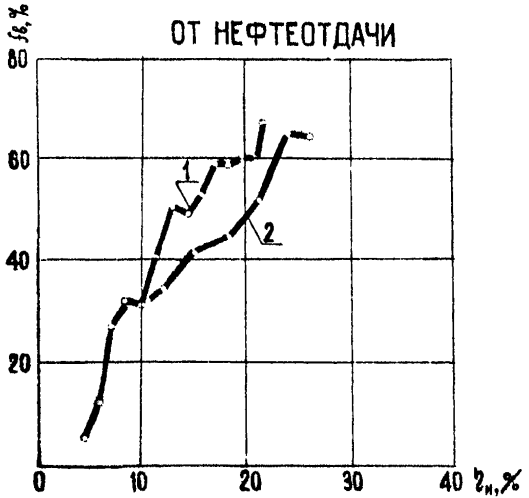
Текущая нефтеотдача заводненных зон

Закачиваемый агент	Участки	$\tau_{ж}$	$\eta_{н}$, %
Раствор ПАВ	Район I440	0,665	38,2
	Зона IУ	0,636	4I,0
	Зона УI	0,245	25,5
	Опытный (без У зоны)	0,463	34,5
	Центральный	0,489	32,7
Вода	Зона XI	0,I50	I4,0
	Зона XII	0,343	27,4
	Контрольный	0,363	25,I

I.2.5.I. Центральный участок. Оценка эффективности применения ПАВ на центральном участке осуществляется путем сравнения показателей его разработки с показателями разработки контрольного участка. Сравнение ведется по участкам в целом.

Сравнение динамики обводнения продукции и нарастающего водо-нефтяного фактора в целом по участкам - на рис.I4,I5.

Зависимость обводнения от нефтеотдачи

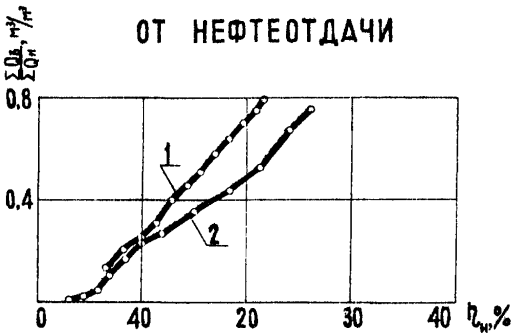


1 - контрольный участок;

2 - центральный участок.

Рис. 14.

ЗАВИСИМОСТЬ КАРАСТАЮЩЕГО ВОДО-НЕФТЯНОГО ФАКТОРА ОТ НЕФТЕОТДАЧИ



1- контрольный участок;

2- центральный участок.

Рис. 15.

Как видно из рис.I4,I5 обводнение продукции и нарастающий водо-нефтяной фактор на центральном участке меньше, чем на контрольном.

Сравнение динамики темпа отбора нефти и текущей нефтеотдачи по участкам в целом приведено на рис. I6,I7.

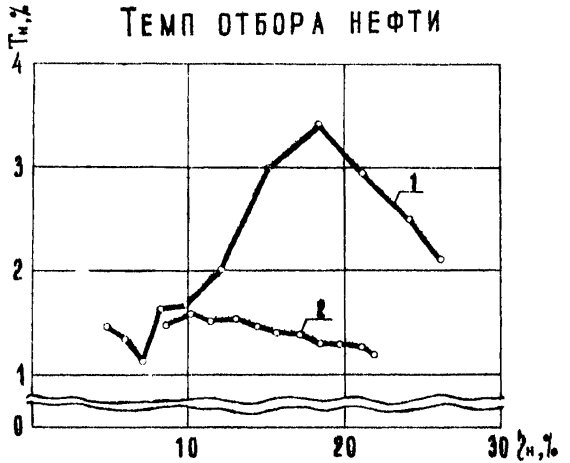
Как видно из рис.I6 темпы отбора нефти на центральном участке за период закачки ПАВ на 48% выше, чем на контрольном участке. Эта величина больше, чем по опытному участку, что связано с вводом под нагнетание скважин разрезающего ряда и закачкой в них ПАВ. Так, раствор ПАВ начали закачивать во все II нагнетательных скважин только в I974 году. Скв. 6462 и 6II8 введены под закачку в I977 году.

Прирост текущей нефтеотдачи на центральном участке на I,I% выше, чем на контрольном. (рис.I7). За счет этого с участка дополнительно добыто I58 тыс.т нефти или 64 т на тонну израсходованного ПАВ.

Прирост текущей нефтеотдачи по заводненной зоне центрального участка на 7,6% выше, чем по заводненной зоне контрольного участка (см.табл.5). Дополнительный отбор нефти, определенный по этому методу, равен 879 тыс.т или 354т на тонну израсходованного ПАВ.

I.2.5.2. Район нагнетательной скважины I440. Эффективность оценивается путем сравнения показателей разработки района нагнетательной скважины I440 с показателями разработки контрольного участка.

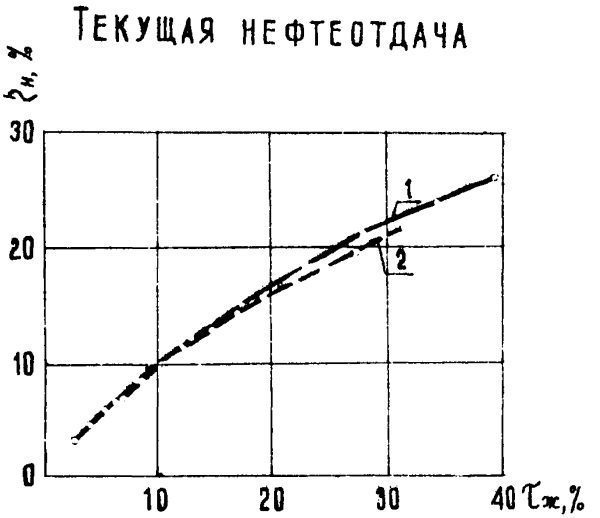
Сравнение динамики обводнения продукции и нарастающего водо-нефтяного фактора в целом по участкам приведено на рис. I8,I9. Как видно из рис.I8,I9 обводнение продукции и нарастающий водо-нефтяной фактор по району нагнетательной



1- центральный участок;

2- контрольный участок.

Рис. 16.

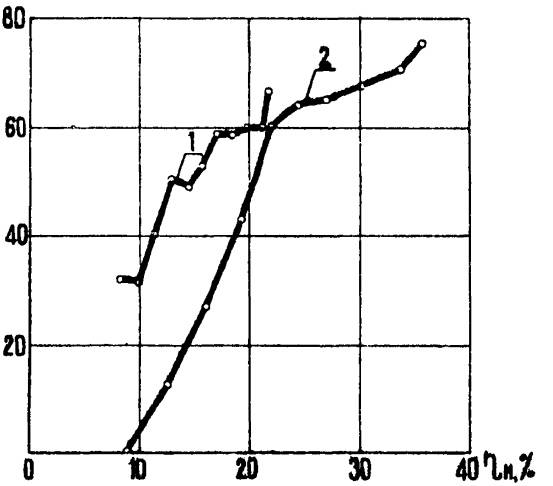


1- центральный участок;

2- контрольный участок.

Рис. 17

Зависимость обводнения от нефтеотдачи



1- контрольный участок;

2- район скважины 1440.

Рис. 18.



1- контрольный участок;

2- район скважины 1440.

Рис.19

скважины I440 меньше, чем по контрольному участку.

На рис.20,2I приведено сравнение динамики темпа отбора нефти и текущей нефтеотдачи. Как видно из рис.20 темп отбора нефти по району нагнетательной скважины I440 на I30% выше, чем по контрольному участку.

Прирост текущей нефтеотдачи по району нагнетательной скважины I440 на 3% выше, чем на контрольном участке. За счет этого с участка дополнительно добыто I48 тыс.т нефти или I08 т на тонну израсходованного ПАВ.

Прирост текущей нефтеотдачи по заводненной зоне в районе нагнетательной скважины I440 на I3,I% выше, чем по заводненной зоне контрольного участка (см.табл.5).

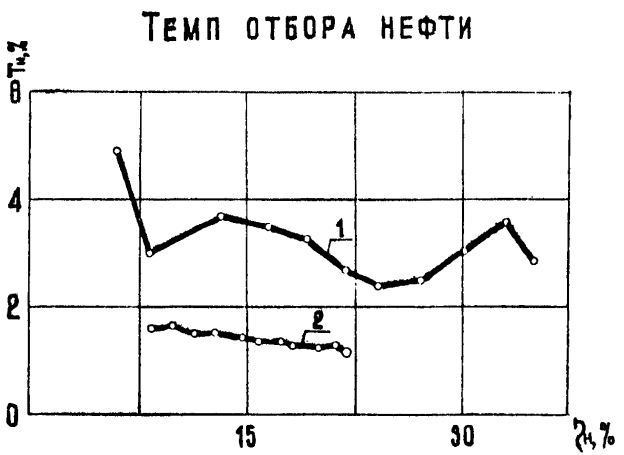
Дополнительный отбор нефти, определенный по этому методу, равен 602тыс. т или 440 т на тонну израсходованного ПАВ.

I.2.6. Оценка эффективности применения ПАВ по методу многофакторного корреляционного анализа

При оценке эффективности по методу многофакторного корреляционного анализа результаты мало зависят от границ участков и в то же время более полно учитывают природные условия и фактически сложившуюся систему разработки.

Для установления зависимости $\eta_н - \tau_{ж}$ при закачке обычной воды по этому методу использована статистическая модель, полученная ВНИИ на основе множественной корреляции геолого-промысловых данных более 50 месторождений Урало-Поволжья, законченных разработкой или находящихся в поздней стадии. Эта зависимость в общем виде выражается в следующем

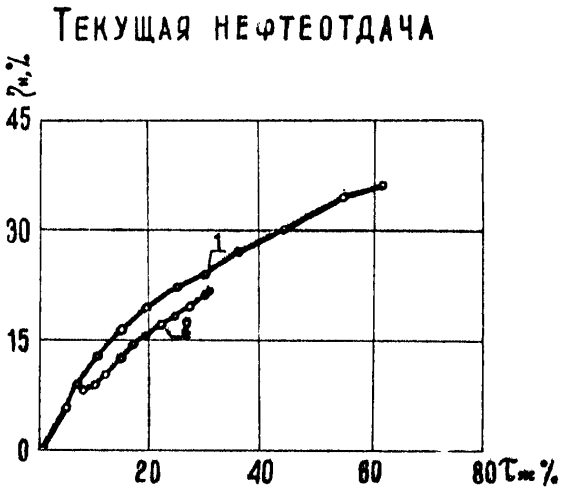
$$\eta = A_1 + A_2 \lg \mu_o + A_3 \lg K + A_4 \cdot S + A_5 \cdot H + A_6 \cdot B + A_7 \cdot K_п + A_8 \cdot V_K \qquad (1)$$



1- район скважины 1440;

2- контрольный участок.

Рис. 20



1- район скважины 1440;

2- контрольный участок.

Рис. 21

где $V_к$ - коэффициент вариации проницаемости, %;

$K_п$ - коэффициент песчанистости;

S - плотность сетки, га/скв;

H - отношение числа действующих нагнетательных скважин к числу эксплуатационных;

в - отношение запасов нефти ВНЗ к запасам в целом по объекту.

Коэффициенты регрессии при различных значениях $\tau_ж$, полученные ВНИИ, приведены в табл. 6.

Известно, что залежи нефти Арланского месторождения характеризуются высокой степенью расчлененности.

Этот параметр, представляющий собой отношение суммы пластов коллекторов, вскрытых всеми скважинами к общему количеству скважин, вскрывших объект, не входит в уравнение множественной корреляции, так как он оказывает косвенное влияние на технологические показатели разработки через другие факторы (коэффициент песчанистости, коэффициент вариации, проницаемость).

Коэффициенты проницаемости получены, как средневзвешенные по пластам опытного и контрольного участков.

Средняя проницаемость каждого пласта вычислена по методу моментов, а отдельно по каждой скважине по корреляционной связи "толщина -проницаемость".

Остальные параметры, введенные в уравнение многофакторного анализа, получены аналогичным методом моментов.
По этой методике были рассчитаны нефтеотдачи при различных значениях $\tau_ж$ по контрольному участку Николо-Березовской площади и построена зависимость $\eta_н = f(\tau_ж)$. В результате было выявлено очень тесное совпадение расчетных зависи-

Таблица 6

Статистическая зависимость текущей нефтеотдачи от исследуемых показателей для различных значений безразмерного времени

Безразмерное время, t	Свободный член (A_I)	Коэффициенты регрессии при показателях-аргументах: $\lg \mu_o$ (A_2)	$\lg \varkappa$ (A_3)	S (A_4)	H (A_5)	B (A_6)	$K_п$ (A_7)	$V_к$ (A_8)
0,I5	0,I45	-0,022	0,003	$-2{,}8 \cdot I0^{-5}$	0,0I4	0,003	0,002	-0,003
0,20	0,I74	-0,039	0,006	$-3{,}0 \cdot I0^{-5}$	0,022	-0,005	0,0II	-0,003
0,25	0,220	-0,057	0,008	$-6{,}I \cdot I0^{-5}$	0,024	-0,006	0,020	-0,004
0,30	0,258	-0,076	0,009	$-5{,}7 \cdot I0^{-5}$	0,029	-0,009	0,027	-0,004
0,35	0,295	-0,095	0,009	$-4{,}6 \cdot I0^{-5}$	0,035	-0,0II	0,03I	-0,002
0,40	0,343	-0,II7	0,0II	$-5{,}4 \cdot I0^{-5}$	0,037	-0,0I2	0,034	-0,0I8
0,50	0,4I4	-0,II9	0,0I2	$-I5{,}0 \cdot I0^{-5}$	0,043	-0,0I8	0,038	-0,0I9

мостей $\eta_н = f(t_м)$ с фактическими данными контрольного участка.

Действительно, такие совпадения между фактическими и расчетными данными в нефтепромысловом деле встречаются не так уж часто. Обычно для многих расчетных моделей зачастую приходится вводить так называемые поправочные коэффициенты, позволяющие учесть те или иные недостатки или недостающие, или трудно учитываемые факторы. Совпадение расчетных и фактических значений нефтеотдачи на контрольном участке свидетельствует о том, что использованная статистическая модель, полученная ВНИИ применима для условий Николо-Березовской площади и о достоверности полученных расчетных значений нефтеотдачи при закачке обычной воды.

Для оценки эффективности применения ПАВ были выполнены расчеты для опытного участка. Выполненные расчеты показали, что если бы на опытном участке закачивали только обычную воду без ПАВ, то текущая нефтеотдача при одном и том же $t_м = 0,3$ была бы на 2% ниже, чем на контрольном участке, то-есть прирост текущей нефтеотдачи на опытном участке в настоящее время составляет 3,9%.

I.2.7. Результаты бурения оценочных скважин

На опытном участке была пробурена оценочная скважина 7533, на расстоянии I43 м от нагнетательной скважины I309 в направлении эксплуатационной скважины I249, а на контрольном участке оценочная скважина 7534 на расстоянии 275 м от нагнетательной скважины 913 в направлении эксплуатационной скважины 632. Оценочные скважины на опытном и контрольном участках были пробурены в зонах близких по геологическому

строению продуктивного пласта, где были достигнуты к моменту бурения одинаковые кратности промывки пласта между нагнетательной и эксплуатационной скважинами. Бурение скважин проводилось на известково-битумном растворе со сплошным отбором керна в интервале продуктивного пласта.

На основании результатов исследований кернов [I] и интерпретации результатов геофизических исследований [2] можно констатировать следующее:

- толщина продуктивного пласта в скважине 7533 составляет 2,0 м, в скважине 7534 - 3,2 м.

- в скважине 7533 песчаник монолитный за исключением прослоев в кровле и подошве.

В кровле (h = 0,4 м) песчаники слоистые, глинистые. В подошве (h = 0,I-0,2 м) песчаники с тонкими углистыми прослойками. Вынос керна равен I00%. Проницаемость песчаников меняется от 0,7I до I,52 и в среднем выше I дарси по 9 определениям. Она увеличивается от кровли к подошве (слоистый прослой в самой подошве имеет пониженную проницаемость). Пористость песчаников меняется от 2I% до 26,6% в среднем равна 25,2% из I2 определений.

- В скважине 7534 пласт сложен песчаниками с углистыми и углисто-глинистыми тонкими прослойками, которые наиболее часто встречаются в подошве и кровле пласта. Встречается также тонко-дисперсный углистый материал. Вынос керна почти по всей толщине пласта равен I00% и лишь в интервале толщиной 0,7 м - 60%. В целом вынос керна равен 9I%.

Средняя проницаемость пласта составляет около 0,7 дарси. При колебаниях от 0,I до I,2 дарси по I8 образцам. Пористость песчаников меняется от I7,8% до 27,2%, в среднем равна 24% по 22 образцам.

- Керн из продуктивного пласта $С_{II}$ в скважине 7533 и скважине 7534 в процессе его отбора оказался в той или иной мере промытым фильтратом использованного известково-битумного раствора. Вследствие этого оценка остаточной нефтенасыщенности прямым методом (путем отгонки воды из керна толуолом в аппаратах Закса) оказалась невозможной.

- На основании результатов определения содержания солей в воде, насыщающей керны методом количественного анализа по содержанию Cl^-), установлено

а) пласт $С_{II}$ в районе скважины 7533 заводнен пресной водой. На это указывает низкое минимальное (0,4%) содержание солей в воде, полученное по результатам исследования кернов;

б) пласт $С_{II}$ в районе скважины 7534 заводнен сточной водой. Минимальное содержание солей в воде, полученное в результате исследования кернов, составляет 8-9%.

- По толщине пласта в обеих скважинах содержание солей меняется от минимального до значений, близких к содержанию солей в связанной (погребенной) воде (в скв. 7533 от 0,4 до 20%, в скв. 7534 - от 8 до 24%):

а) в скв. 7533 наименьшее содержание солей в средней и нижней части пласта (0,4-3,0%). В верхней слабопромытой части пласта содержание солей в воде составляет от 8 до 20%.

На основании приведенных данных о содержании в воде солей можно считать, что средняя часть пласта промыта наиболее интенсивно. Нижняя часть пласта толщиной 0,4 м промыта слабее, на что указывает более высокое содержание в воде солей;

б) в скв. 7534 промыта средняя часть пласта (2,2 м), содержание солей в воде в этом интервале колеблется от 8

до I6%. В кровле и подошве пласта имеются или непромытые, или не полностью промытые интервалы. К полностью непромытому отнесен интервал толщиной 0.5 м в нижней части пласта (содержание солей в воде 2I,8-24%). Не полностью промыты два интервала (один в кровле, второй - в самой подошве). общей толщиной около 0,5 м (содержание солей I6-I8%).

- Охват пласта заводнением по данным керна не равен I00%.

По результатам интерпретации геофизических данных и по содержанию в воде солей выделяются промытые интервалы, слабо-промытые и не-промытые.

В скважине 7533 к промытым отнесено 80% мощности и к слабопромытым 20%.

В скважине 7534 к промытым отнесено приблизительно 70%, к слабопромытым - около I5% и к не-промытым - около I5%.

Совместное использование данных анализа керна (сведений о минерализации воды и пористости) и данных промыслово-геофизических исследований (сведения о сопротивлении пласта по данным ИК) позволило провести ориентировочную оценку коэффициента нефтенасыщенности в обеих скважинах ("косвенным" методом). При расчетах $К_н$ в основном использовались методические приемы, предлагаемые "Инструкцией по применению данных промыслово-геофизических методов при подсчете запасов нефти и газа" (МИНХ и ГП) и петрофизические зависимости между геофизическими и коллекторскими параметрами, полученные при работе на кернах продуктивной толщи нижнего карбона Арланского месторождения (Башнипинефть, ВНИИ нефтепромгеофизика).

В скважине 7533 значения коэффициента нефтенасыщенности пласта $С_П$ в средней, промытой его части находятся в пределах 25-30%.

В скважине 7534 значения коэффициента нефтенасыщенности пласта $С_П$ в средней, промытой его части, колеблются в пределах 37-45%.

Таким образом, исследования кернов, отобранных в промытой зоне пласта показывают, что закачка ПАВ увеличивает коэффициент вытеснения нефти из промытой части на 15%, охват заводнением по толщине пласта - на 10%.

В Ы В О Д Ы

В результате закачки раствора ПАВ на Николо-Березовской площади Арланского месторождения установлено:

- применение ПАВ позволило увеличить удельный коэффициент приемистости на 40-50%, охват заводнением по толщине пласта на 24%, темп отбора нефти на 48%;

- уменьшить обводнение добываемой продукции на 10-15% и нарастающий водо-нефтяной фактор в 1,5-2 раза.

При прокачке 0,35-0,62 объемов пор увеличение текущей нефтеотдачи составило 1,1-3,3%. За счет этого дополнительный отбор нефти 148-250 тыс.тонн или 64-147 т на тонну израсходованного ПАВ. Прирост текущей нефтеотдачи по заводненной зоне составил от 7,6 до 13,1% от геологических запасов.

Дополнительный отбор нефти при расчете по этому методу равен 527-878 тыс.т или 304-386 т на тонну израсходованного ПАВ.

Прирост текущей нефтеотдачи по опытному участку, определенный по методу многофакторного анализа составляет 3,9%.

Исследования кернов, отобранных из оценочных скважин, пробуренных на участке с закачкой ПАВ и воды показали, что

при ПАВ охват пласта закачкой по толщине увеличился на I0%, а коэффициент вытеснения на I5%.

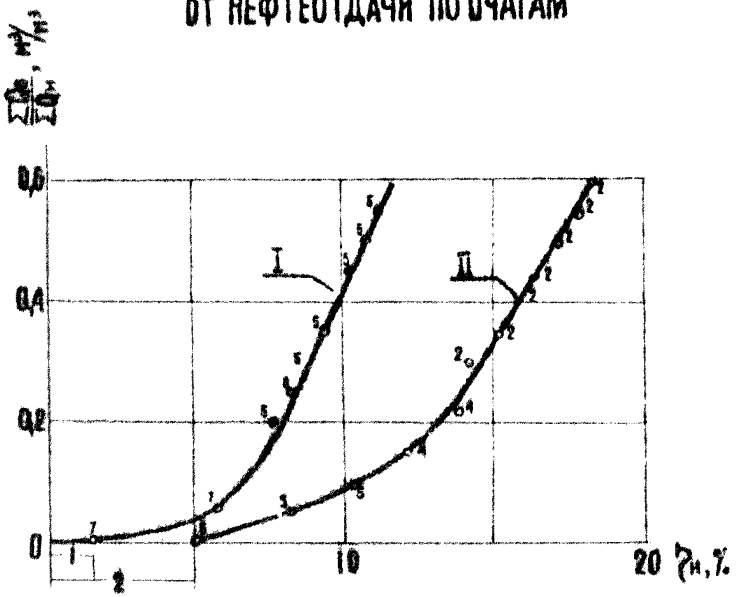
I.3. Оценка эффективности применения ПАВ при очаговом заводнении

Для оценки эффективности применения ПАВ при очаговом заводнении по Арланскому месторождению были проанализированы около I2 очагов с закачкой ПАВ и 50 очагов с закачкой воды. Из них удовлетворяют вышеуказанным требованиям 5 очагов с закачкой ПАВ и 7 очагов с закачкой воды. Геолого-промысловая характеристика очагов и значения скоростей продвижения закачиваемого агента по пласту приведены в табл. 7. Как видно, при закачке ПАВ средняя скорость движения закачиваемого агента по пласту к первой обезводнившейся скважине меньше на I05%, ко всем обводнившимся скважинам - меньше на 47%. Это свидетельствует о влиянии ПАВ на снижение скорости прорываемой воды к эксплуатационным скважинам.

При использовании ПАВ происходит более равномерный процесс вытеснения нефти из пласта. Последнее подтверждается и тем, что нефтеотдача за безводный период при закачке ПАВ значительно выше, по сравнению с закачкой воды.

На рис.22 приведена зависимость нарастающего водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи. Как видно, на одинаковые значения λ (нарастающий водо-нефтяной фактор) по очагам с закачкой ПАВ нефтеотдача значительно выше. Так, при $\lambda = 0,6$ прирост нефтеотдачи при ПАВ составляет 6,55% от балансовых запасов нефти. Текущее обводнение при закачке ПАВ значительно ниже. Это свидетельствует о том, что один и тот же объем

ЗАВИСИМОСТЬ НАРАСТАЮЩЕГО ВОДО-НЕФТЯНОГО ФАКТОРА ОТ НЕФТЕОТДАЧИ ПО ОЧАГАМ



1- безводная нефтеотдача при закачке воды;

2- безводная нефтеотдача при закачке ПАВ;

I - закачка воды;

II - закачка ПАВ.

Рис.22

Таблица 7

Геолого-промысловая характеристика очагов

Закачиваемый агент	Номер очагов	Число эксплуатационных скважин	Нефтенасыщенная толщина пластов, м: в зоне закачки	в зоне отбора	Среднее расстояние от нагнетательной до эксплуатац. скважины, м	Плотность сетки скважин, га/скв	Скорость продвижения закачиваемой воды по пласту, м/сут.: К первой обводнившейся скважине	Ко всем скважинам	Градиенты давлений, кгс/см^2/м
Раствор ПАВ	I440	9	I0,0	8,8	6I0	2I,3	0,932	0,484	0,24
	I030	8	3,6	5,4	647	20,8	I,370	0,893	0,26
	II85	8	7,6	6,I	669	20,I	2,470	I,680	0,25
	II95	7	4,8	3,3	6I5	28,9	0,930	0,930	0,28
	I6I4	7	4,6	4,7	580	20,4	I,650	I,420	0,3I
	Средние		6,I	5,7	622	22,3	I,470	I,I50	0,27
Вода	985а	8	6,4	6,0	660	22,9	2,I60	I,370	0,20
	I5I5	8	3,8	4,8	703	29,5	3,600	I,640	0,26
	2I77	7	7,8	4,0	7I4	36,3	4,320	_,9I0	0,I9
	742	6	7,6	3,7	563	27,3	2,500	I,500	0,20
	25	5	6,8	3,2	555	30,0	2,800	I,800	0,26
	784	7	5,6	4,I	563	20,9	4,I30	2,320	0,3I
	I603	5	4,2	2,7	640	37,7	2,090	I,290	0,32
	Средние		6,I	4,I	628	29,I	3,0I0	I,690	0,25

добычи нефти при использовании ПАВ может быть получен при значительно меньшем расходе воды.

Зависимость нефтеотдачи от накопленной жидкости в объеме пор приводится на рис. 23. Как видно, при закачке ПАВ для $\eta_{ж}$ = 55% разница в нефтеотдаче составляет 8,04% от балансовых запасов.

Таким образом, промысловые исследования показывают, что применение ПАВ при очаговом заводнении для условий Арланского нефтяного месторождения способствует:

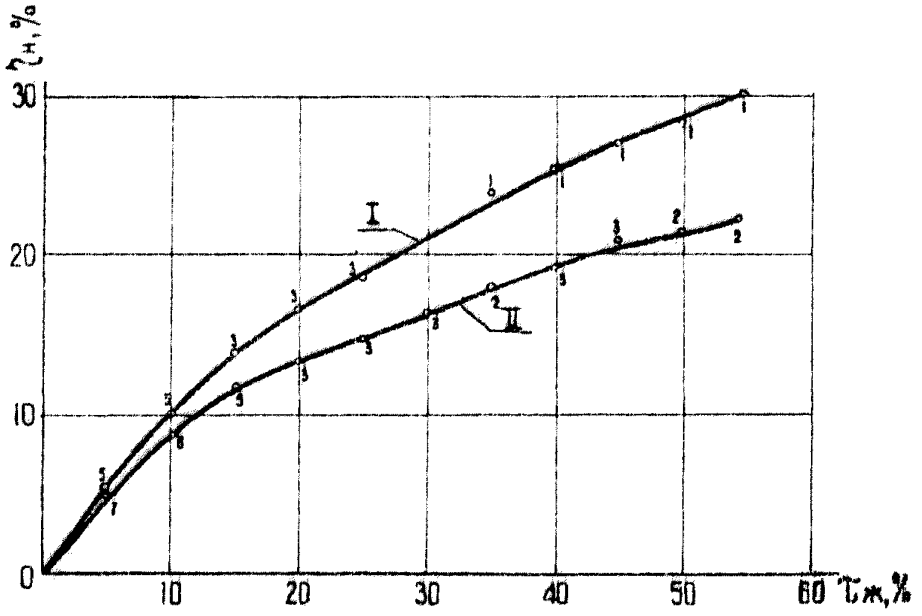
- более равномерному продвижению закачиваемой воды по пласту;
- увеличению текущей нефтеотдачи за безводный период эксплуатации скважин;
- увеличению текущей нефтеотдачи;
- снижению темпа обводнения и нарастающего водо-нефтяного фактора.

I.4. Содержание ПАВ в воде, добываемой из эксплуатационных скважин.

Целесообразность применения ПАВ иногда связывают с адсорбцией ПАВ породой. Имеется мнение, что все закачиваемое ПАВ адсорбируется породой вблизи нагнетательной скважины, и в последующем, вытеснение нефти производится обычной водой.

По представлениям же авторов, на основании теоретических и лабораторных исследований, раствор ПАВ должен продвигаться с водой на большие расстояния благодаря малой величине адсорбции, конвективной и молекулярной диффузии, а так-

НЕФТЕОТДАЧА ПО ОЧАГАМ



1- закачка ПАВ;

П- закачка воды;

1-7 - число анализируемых очагов.

Рис. 23

же десорбции ПАВ.Этому способствует также адсорбция активных компонентов нефти на породе.

С целью исследования этого вопроса при проведении опытно-промышленных работ велись тщательные наблюдения за наличием ПАВ в добываемой воде из эксплуатационных скважин, расположенных в первом ряду от нагнетательнх с закачкой раствора ПАВ.

На Нагаевском опытном участке, где 4 эксплуатационные скважины расположены вокруг нагнетательной на расстоянии I00 м, во всех случаях при первом же появлении воды в скважинах было установлено наличие в ней ПАВ. Концентрация ПАВ возрастала по мере закачки раствора. При закачке раствора в количестве 2,4 порового объема концентрация ПАВ в воде, добываемой из эксплуатационной скважины, достигла I0-30% от исходной.

Аналогичные исследования проводились и на опытном участке Николо-Березовской площади, а также при очаговом заводнении с ПАВ. Здесь расстояния от эксплуатационных скважин до нагнетательных находилось в пределах 400-700 м. Объем закачки раствора ПАВ находится в пределах от 0,3 до 0,6 объема пор пласта. Исследования показали, что практически по всем обводнившимся скважинам первых рядов в добываемой воде имеется ПАВ, концентрация его составляет от I до I0% от исходной. При этом не учитывалось количество ПАВ, растворенного в нефти.

I.5. Закачка водного раствора ПАВ на Ашитском опытном участке

Известно, что основные нефтяные месторождения Советского Союза находятся на той стадии разработки, когда в добываемой продукции содержится значительное количество воды. Поэтому была поставлена задача в промысловых условиях оценить эффективность применения ПАВ при обводнении добываемой продукции на 60-80%. Для решения этого вопроса на Ашитской площади Арланского месторождения был выбран опытный участок, который включает I3 нагнетательных и 72 эксплуатационные скважины. На начало эксперимента в пласт было закачано 4620 тыс.м^3 сточной воды, отобрано 5425 тыс.м^3 жидкости, нефти 2822 тыс.тонн. Нефтеотдача составила I9,8%, при обводненности добываемой продукции 60%.

Закачка водного раствора ПАВ типа ОП-I0 была начата в I97I году и закончена в I973 году из-за отсутствия ПАВ. За это время в пласт было закачано I005 тыс.м^3 раствора со средней концентрацией 0,05I%, что составляет 4,9% от объема пор пласта.

Учитывая, что в пласт было закачано небольшое количество раствора ПАВ, а также то, что в процессе проведения эксперимента на участке бурились уплотняющие эксплуатационные скважины и проводились изоляционные работы по ним, то оценить влияние ПАВ на доотмыв нефти оказалось невозможным.

На основании проведенного эксперимента можно было оценить только влияние закачки ПАВ на охват пласта заводнением по толщине и удельный коэффициент приемистости. Сравнение

этих показателей проводилось при закачке воды и раствора ПАВ по методике, изложенной в подразделе 3.II. В данном случае влияние геологии на качественную оценку эффективности закачки ПАВ исключается.

Из табл. 8 видно, что при закачке ПАВ охват заводнением по толщине по всем пластам составляет 62%, а при закачке воды до начала эксперимента - 37%, затем при переходе снова на воду охват уменьшился до 48,5%. По верхним пластам (I-У), характеризующимся ухудшенными коллекторскими свойствами, увеличение охвата пласта заводнением по толщине значительно выше.

Таблица 8

Влияние ПАВ на работу нагнетательных скважин

Показатели	Закачка		
	воды	раствора ПАВ:	воды
Охват пласта заводнением по толщине, %			
(I-УI пласты)	37,0	62,0	48,5
(I- У пласты)	33,8	60,0	46,0
Коэффициент равномерности, %	I9,7	35,2	29,I
Коэффициент приемистости, $м^3/сут.кгс/см^2$			
(I-УI пласты)	3,8	4,5	3,9
(I -У пласты)	2,0	3,7	2,5

Закачка раствора ПАВ увеличивает коэффициент приемистости в целом по объекту на 20%, а по верхним пластам на 50-70% (см.табл.8).

Таким образом, при переходе с закачки воды на раствор ПАВ увеличивается охват пласта заводнением по толщине и коэффициент приемистости нагнетательных скважин. При последующем переходе на закачку воды эти показатели ухудшаются.

I,6. Применение ПАВ при заводнении пластов с плохими коллекторскими свойствами.

В 1968 г. на Стахановской площади НГДУ "Октябрьскнефть" был начат промышленный эксперимент по закачке раствора ПАВ в пласты угленосной толщи нижнего карбона. Основная цель эксперимента - исследование влияния раствора ПАВ на приемистость, охват пласта заводнением по толщине и межремонтный период работы нагнетательных скважин месторождения, характеризующихся ухудшенными коллекторскими свойствами. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 3 м, средняя проницаемость - I50 мД, пористость - I8,4%.

После 8 месяцев закачки раствора ПАВ в течение I5 месяцев закачивалась вода без ПАВ, а затем снова раствор ПАВ. Результаты исследований приведены в табл. 9. Анализ промысловых данных показал, что закачка раствора ПАВ в I,5 раза увеличивает межремонтный период работы нагнетательных скважин. Коэффициент приемистости и охват пласта заводнением по толщине при закачке ПАВ значительно выше, чем при закачке воды.

Данные эксперимента показывают, что по пластам, характеризующимся ухудшенными коллекторскими свойствами, заводнение может быть эффективно освоено и проведено в течение всего периода разработки с использованием водных растворов ПАВ.

Таблица 9

Результаты применения ПАВ на Стахановской площади

Показатели	Закачка раствора ПАВ(8 мес.)	Закачка воды (15 мес.)	Закачка раствора ПАВ(25 мес.)
Число нагнетательных скважин, шт.	4	4	4
Межремонтный период, месяц	8	4	9
Приемистость скважин, $м^3$/сут.	I50	II6	I35
Коэффициент приемистости, $\frac{м^3}{сут.\ (кгс/см^2)}$	I,58	I,29	I,88
Охват пласта заводнением по толщине,%	57	38	42

2. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОБЪЕДИНЕНИЯ ТАТНЕФТЬ

Опытно-промышленные испытания различных неионогенных ПАВ на месторождениях Татарии ведутся с I972 года в различных геолого-физических условиях. Всего в объединении Татнефть на 0I.07.78 закачано 3376 т ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов.

Закачка водного раствора ПАВ на участках: Зеленогорском, Чишминском, Холмовском и залежь № I Ромашкинского месторождения проводилась по технологии Башнипинефти (закачка 0,05-процентного водного раствора ПАВ). Геолого-промысловая характеристика данных участков приведена в табл.I0.

Таблица I0

Геолого-промысловая характеристика участков

Показатели	Зеленогорский	Холмовский	Чишминский	Залежь № I
Продуктивный горизонт	$Д_I$	$Д_I$	$Д_0$,$Д_I$	$Б_I$
Начало закачки ПАВ	февраль I972г	март I976г	май I973г	апрель I976г
Конец закачки ПАВ	март I976г	-	ноябрь I975г	-
Количество скважин:				
нагнетательных	I3	3	7	3
эксплуатационных	29	I7	22	20
Закачано ПАВ (на I.07.78), т	746	330	402	334
Средняя концентрация ПАВ в воде, %	0,025	0,054	0,030	0,044
Закачано раствора ПАВ, % от объема пор	6I	24	$Д_0$-7,9 $Д_I$-4I	22

Анализ влияния закачки водного раствора ПАВ на опытных участках Холмовской площади и залежи № I проводится.

По Чишминскому участку, где эксперимент был закончен в ноябре 1975 года, проведен анализ влияния закачки ПАВ. Сравнение фактической добычи нефти с экстраполированной ожидаемой добычей нефти показывает, что имеется увеличение накопленной добычи нефти. Общий прирост добычи нефти составил около 45 тыс.т, однако на данном участке было проведено изменение режимов работы скважин, поэтому определить какая доля этого прироста может быть за счет воздействия на пласты ПАВ не представляется возможным.

На Зеленогорском опытном участке закачка водного раствора ПАВ проводилась с февраля 1972 года по март I976 года по пласту $Д_I$. На начало эксперимента по участку было закачано 3612 тыс.м^3 воды, что составляет 33% от объема пор участка. Обводненность продукции составляла 25%, нефтеотдача - 20,9%. За время эксперимента было закачано водного раствора ПАВ 3021 тыс.м^3 со средней концентрацией ПАВ в закачиваемой воде - 0,025%, израсходовано 746 тонн ПАВ.

В связи с различной стадией разработки отдельных частей опытного участка он был разделен на зоны: I и III зоны вытеснения нефти из частично заводненных пластов, II зона при первичном вытеснении.

Основные показатели разработки зон представлены в табл. II. В данной таблице представлены текущие показатели разработки зон на начало эксперимента и на 01.07.78.

Оценка влияния закачки ПАВ на показатели работы нагнетательных скважин, проводилась по шести постоянно действующим скважинам разрезающего ряда третьей зоны. По ней

Таблица II

Показатели разработки Зеленогорского опытного участка

Показатели	Зона I		Зона II		Зона III		Весь участок	
	на I.02.72	на I.07.78	на I.02.72	на I.07.78	на I.02.72	на I.07.78	на I.02.72	на I.07.78
Количество скважин:								
нагнетательных	2	3	2	3	6	7	I0	I3
эксплуатационных	II	8	I4	I4	7	7	32	29
Закачка воды от $V_{пор}$	0,28	0,67	–	0,22	0,82	I,4I	0,33	0,7I
Нефтеотдача, %	27,2	40,0	23,3	44,3	9,8	24,8	20,9	35,9
Обводненность продукции, %	32,2	49;8	20,9	36,7	23,3	39,7	25,0	39,8
Закачано раствора ПАВ, от $V_{пор}$	0,74		0,29		0,93		0,6I	
Закачано ПАВ, т	260		I60		326		746	
Дополнительная закачка воды, тыс.м^3					460			
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	по I и III зонам – 42,8							

после начала закачки ПАВ наблюдается рост коэффициента приемистости скважин в среднем на 33% по сравнению с периодом до закачки ПАВ. Прирост закачки за счет ПАВ только по этим скважинам составляет 460 тыс.м^3.

По эксплуатационным скважинам всех зон с начала закачки ПАВ наблюдается увеличение дебитов нефти и, соответственно, темпа отбора нефти.

Общий прирост добычи нефти в целом по участку составляет (на 01.01.78) 86,2 тыс.тонн нефти. Дополнительная добыча нефти определяется как разница между фактической и прогнозной при закачке воды. Так как по второй зоне закачка ПАВ проводилась с начала заводнения, то оценить дополнительную добычу нефти за счет применения метода невозможно, поэтому дополнительная добыча нефти определялась только по I и III зонам. По ним суммарный прирост добычи за счет ПАВ составил 42,8 тыс.т нефти или 73 т нефти на тонну закачанного ПАВ.

Влияние ПАВ на вытеснение нефти определялось и путем исследования керна, отобранного из зоны пластов, промытого растворами ПАВ. С этой целью была пробурена оценочная скважина 8577 в I00 м от нагнетательной скважины 4887. Остаточная нефтенасыщенность отобранного керна, определяемая тремя независимыми методами, составила от 0,I37 до 0,I99 (табл.12). При обычном же заводнении остаточная нефтенасыщенность по керну равна в среднем 0,228 [3].

Эффективность закачки ПАВ определялась ранее и геофизическими методами. Сравнение остаточной нефтенасыщенности, определенной методом импульсного нейтронного каротажа по трем скважинам (4886, 4887, 8577) Зеленогорского опытного

Продолжение приложения 3

Таблица I2

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности по керновым и геофизическим данным на Ромашкинском нефтяном месторождении

I. По данным керна

Параметр	Величина
Номер оценочной скважины (опытный участок)	8577
Вынос керна, %	83,4
Средняя пористость	0,203 / 89x
Средняя остаточная нефтенасыщенность керна:	
а) экстракционный метод	0,I96 ± 0,057 / 74x
б) фотоколориметрический	0,I99 ± 0,078 / 67
в) метод Троепольского	0,I37 ± 0,052 / 52

2. По данным импульсного нейтронного каротажа

Вариант расчета средней остаточной нефтенасыщенности	Зеленогорская площадь: Опытный участок	Зеленогорская площадь: Контрольный участок	Восточные площади Ромашкинского месторождения (вода)
По определениям	0,37±0,20 / 43x	0,48±0,22 / 24	0,36±0,20 / I33
По скважинам	0,37 / 3xx	0,47 / 3	0,36 / I2

x) количество определения;

xx) количество скважин.

участка и по трем скважинам Зеленогорской площади на участке с закачкой воды показывает на заметное уменьшение этого параметра на опытном участке.

Таким образом, применение ПАВ положительно влияет на текущие показатели разработки Зеленогорского опытного участка.

2.I. Анализ закачки концентрированных оторочек растворов ПАВ

По предложению института Татнипинефть в объединении Татнефть была испытана технология применения малообъемных концентрированных растворов ПАВ-"разовых" оторочек. По состоянию на 0I.07.78 в объединении Татнефть от общего количества ПАВ, использованного для закачки в пласт, 39% было закачано в виде "разовых" оторочек.

Анализ всего фонда скважин участков, где были закачаны "разовые" оторочки ПАВ в основном при первичном вытеснении по состоянию на 0I.07.78 показал, что для оценки влияния ПАВ на показатели разработки пока что пригодны только очаги Альметьевской площади, где в октябре-ноябре I975 г в четыре очаговые скважины перед их освоением под закачку было закачано 200 тонн неионогенного ПАВ "Прогалит". Ведется анализ разработ и очагов.

Данные получены в Татнипинефти.

3. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ ПАВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Закачка водного раствора ПАВ была начата на месторождениях Западной Сибири в 1977 году.

Для изыскания более эффективных ПАВ в СибНИИНП были проведены научно-исследовательские работы по синтезу и испытанию нового ПАВ типа ОКМ (оксиэтилированные легкие талловые масла). ОКМ - это водорастворимое неионогенное ПАВ с содержанием окиси этилена 55-65%. Проведенные лабораторные исследования ОКМ применительно к условиям нефтяных месторождений Западной Сибири показали, что он по своим поверхностно-активным свойствам и нефтевымывающей способности не уступает, а в некоторых случаях превосходит известное отечественное неионогенное ПАВ ОП-10 и имеет перед ним ряд преимуществ. Стоимость ОКМ значительно меньше, чем ОП-10.

В апреле 1977 года на Западно-Сургутском месторождении начали закачку ОКМ (опытная партия) в нагнетательную скважину 384 (пласт $БС_{10}$). Нефтенасыщенная мощность пласта составляет 8,6 м. Скважина была освоена под нагнетание в октябре 1976 года и при закачке воды средняя приемистость составляла 316-400 $м^3$/сут.

Всего было закачано 73,4 тыс.$м^3$ раствора ПАВ со средней концентрацией 0,074%, израсходовано 54,5 тонны ПАВ.

Анализ данных закачки ПАВ показывает, что в результате применения ОКМ приемистость скв. 384 увеличилась в 2 раза. Так, если в апреле и мае приемистость скважины составила соответственно 391 и 370 $м^3$/сут., то в июне - 655, июле - 640, августе - 723, сентябре - 513 $м^3$/сут., а в октябре возросла до 1000 $м^3$/сут. при постоянном давлении нагнетания.

Промыслово-геофизическими исследованиями по скважине 384 установлено, что закачка водного раствора ОКМ увеличила охват пласта заводнением по толщине (рис.24).

Таблица I3

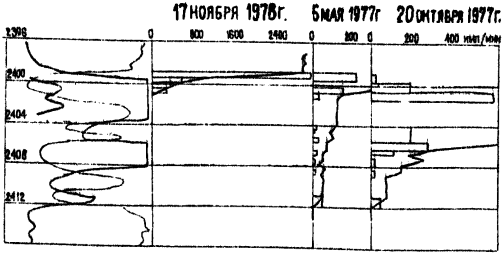
Геолого-промысловая характеристика опытного участка

Параметры	:	Значения
I. Объект разработки		Залежь $БС_{I0}$
2. Начальные балансовые запасы, тыс.т		35500
3. Площадь опытного участка, га		2592
4. Эффективная толщина пласта,м		I0
5. Пористость, %		23
6. Проницаемость, мД		80
7. Начальная нефтенасыщенность,%		66
8. Вязкость нефти в пластовых условиях, сП		3,75
9. Плотность нефти в пластовых условиях, г/см^3		0,83
I0. Плотность пластовой воды, г/см^3		I,0I
II. Глубина залегания пласта, м		2300
I2. Температура пласта, ^{o}C		68
I3. Начальное пластовое давление, кгс/см^2		230
I4. Тип коллектора		Полимиктовые песчаники и алевролиты

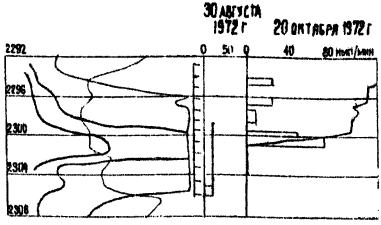
Таким образом, в результате промысловых испытаний опытной партии ОКМ на Западно-Сургутском месторождении установлена его высокая эффективность и технологичность. Данные взяты из записки "Результаты промысловых испытаний

Каротажная характеристика и профили приемистости пласта $БС_{10}$ Западно-Сургутского месторождения

Скв.384



Скв. 103



Песчаник нефтеносный

Песчаник нефтеносный глинистый

Рис. 24

неионогенного ПАВ типа ОКМ" института СибНИИНП и Главтюменнефтегаза.

Для испытания ПАВ типа ОП-IO на месторождениях Западной Сибири в 1973 году была составлена "Технологическая схема разработки опытного участка пласта $БС_{IO}$ Западно-Сургутского месторождения с применением ПАВ".

Геолого-промысловая характеристика опытного участка приведена в табл. I3.

Закачка водного раствора ПАВ была начата в апреле 1977 г. в 6 нагнетательных скважин, однако в июле 1977 года закачка воды на участке была прекращена в связи с бурением эксплуатационных скважин и возобновлена лишь в апреле 1978 года. Данные по закачке ПАВ приведены в табл. I4.

Таблица I4

	Количество нагнетательных скважин, шт	Закачка раствора ПАВ, тыс.м³	Расход ПАВ, т	Концентрация ПАВ, %
IУ-1977	6	II3,5	I,3	0,00I
У	6	I09,5	I72	0,I57
УI	6	99,5	2,7	0,003
УП-IУ-78	-	-	-	-
У	5	64,4	29,4	0,046
УI	6	70,8	39,9	0,056
УП	6	89,I	48,0	0,054
УШ	6	94,I	45,9	0,049
IX-'78	6	90,I	45,0	0,050
Итого:		63I,0	384,2	0,06I

Как видно из таблицы, закачка водного раствора ПАВ начата практически только в апреле 1978 года, при этом закачано раствора ПАВ 63I тыс.м³.

Анализ влияния закачки ПАВ на показатели разработки пока не проводился из-за незначительного объема закачанного раствора ПАВ.

На Самотлорском месторождении закачка водного раствора ПАВ была начата в августе 1977 года согласно "Технологической схемы разработки первой очереди Самотлорского месторождения с применением технологии заводнения нефтяных пластов растворами ПАВ".

Закачка водного раствора ПАВ проводится в I2 нагнетательных скважин (горизонт $БВ_8$), 6 скважин (горизонт $АВ_{2-3}$) и одну скважину (горизонт $БВ_{I0}$). Данные по закачке ПАВ приводятся в табл. I5.

Таблица I5

Данные по закачке ПАВ на Самотлорском месторождении (КНС-I2)

	Количество нагнетательных скважин, шт	Закачка раствора ПАВ, тыс.м³/мес.	Расход ПАВ, т	Концентрация ПАВ,%
УШ-77	6	643,4	36	0,0056
IX-77	7	668,6	34	0,005I
Ш-78	9	884,4	I80	0,0204
IУ	9	833,2	320	0,0385
У	9	846,2	470	0,0556
УI	II	523,0	582	0,IIIO
УП	II	823,7	55I,6	0,067I
Уь	I2	797,4	5I4,8	0,0645
IX	I2	77I,9	273,0	0,0354
X	I2	770,0	328,0	0,0426
XI-78	I2	770,0	566,8	0,0740
ИТОГО:		833I,8	3856,2	0,0463

Всего на КНС-I2 закачано 3856,2 тонны ПАВ, при этом концентрация ПАВ в закачиваемой воде составляет в среднем 0,0463, однако по технологической схеме концентрация ПАВ в закачиваемой воде должна составлять 0,I%, т.е. технология закачки ПАВ не выдерживается.

Анализ влияния ПАВ на показатели разработки не проводился из-за непродолжительного периода закачки ПАВ.

Данные взяты в Главтюменнефтегазе и объединении Нижневартовскнефтегаз.

4. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ ПАВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АЗЕРБАЙДЖАНА

Первые опытно-промышленные работы по применению ПАВ были начаты в 1965 году на месторождении Биби-Эйбат. Закачка раствора ПАВ проводилась в 3 нагнетательные скважины горизонта I КС, всего было закачано I33,7 тыс.м^3 раствора, израсходовано ПАВ - I04 тонны сульфонола. При этом было получено увеличение коэффициента приемистости на 20%.

По пласту У месторождения Биби-Эйбат закачка водного раствора ПАВ была начата в мае I966 года в 3 нагнетательные скважины. Обводненность продукции на начало эксперимента составила 88%. Всего закачано на 0I.I0.72 года 54,3 тыс.м^3 раствора, израсходовано 200 тонн ПАВ (ОКИ и сульфонол). Анализ работы нагнетательных скважин показал, что по скв. I85 увеличилась работающая мощность пласта при закачке ПАВ (профили приемистости) по другим скважинам таких исследований нет.

В добываемой продукции эксплуатационных скважин концентрация ПАВ составляет от 0,002% до 0,026%. По реагирующим эксплуатационным скважинам был проведен подсчет дополнительной добычи нефти за счет закачки ПАВ двумя методами:

- по коэффициенту паденил нефти;
- по экстраполяции зависимости дебит -время в период закачки воды.

По первому методу дополнительная добыча нефти составила 7,2 тыс.т, а по второму - 8,I тыс.т (на 0I.I0.72), т.е. на тонну израсходованного ПАВ дополнительно добыто 35-40 тонн нефти.

Закачка раствора ПАВ проводится также на месторождении Кюровдаг. На северо-западном обособленном поле I горизонта

в 1967 году была начата закачка водного раствора ПАВ в 5 нагнетательных скважин. Всего закачано на 01.10.76 года 432,5 тыс.м^3 раствора, израсходовано 243 тонны ПАВ (сульфонол).

При анализе работы нагнетательных скважин было получено, что среднесуточная приемистость при закачке ПАВ увеличилась в 1,5 раза по сравнению с периодом закачки воды.

По эксплуатационным скважинам был проведен подсчет дополнительно добытой нефти за счет закачки ПАВ, который составил на 01.10.76 г 40,8 тыс.тонн или 168 тонн на тонну израсходованного ПАВ. Дополнительная добыча нефти за счет применения ПАВ подсчитывалась по методике, изложенной в работе [4].

По эксплуатационным скважинам концентрация ПАВ изменяется от 0,002 до 0,01%.

На этом же месторождении с 1969 года на северо-западном блоке I горизонта была начата закачка ПАВ в 7 нагнетательных скважин. Всего закачано на 01.10.76 года - 627,5 тыс. м^3 раствора. Израсходовано 426 тонн ПАВ.

За счет закачки ПАВ по нагнетательным скважинам приемистость увеличилась в 1,5-2 раза. Дополнительная добыча нефти составила 62,9 тыс.тонн (01.10.76 г) или 148 тонн на тонну израсходованного ПАВ.

В продукции нефтяных скважин концентрация ПАВ изменяется от 0,0016% до 0,016%.

На месторождении Кирсангя с 1971 года проводится закачка водного раствора ПАВ в I и III горизонты продуктивной толщи в 13 нагнетательных скважин. Всего закачано 1463 тыс.м^3 раствора, израсходовано 260тонн ПАВ.

По нагнетательным скважинам Ш горизонта за счет закачки ПАВ приемистость увеличилась на 40%. Оценка влияния закачки ПАВ на показатели работы нефтяных скважин пока не проведена, однако по ним наблюдается снижение обводненности и рост добычи нефти. Концентрация ПАВ в добываемой продукции колеблется от 0,0025% до 0,01%.

В настоящее время закачка водного раствора ПАВ проводится на месторождениях Кировдаг и Кировгэ.

5. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДНОГО РАСТВОРА ПАВ НА СТРУТЫНЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УКРАИНСКОЙ ССР

На Струтыньском месторождении промышленная залежь приурочена, в основном, к нижнеменилитовой подсвите, представленной песчано-алевролитовыми разностями пористостью 6-I0% и проницаемостью 0,I-33,7 мД, причем лишь незначительная часть коллектора характеризуется проницаемостью выше 5 мД. Средняя эффективная толщина продуктивных горизонтов составляет 43 м. Залежь залегает в интервале 2300-2640 м, пластовая температура 70-75°С.

Согласно лабораторным исследованиям наиболее эффективными с точки зрения нефтевытесняющей способности оказались смеси растворов Превоцела \w - ON -I00 и сульфонола НП-3 в соотношении I:2,4, дающие увеличение коэффициента вытеснения на 5-7%.

Закачка водного раствора ПАВ была начата 3 февраля 1976 г Всего на 0I.0I.78 года закачано 700 тыс.м^3 раствора ПАВ с концентрацией ПАВ в растворе 0,024% в 1976 году и 0,0I75%- в I977 г.

Анализ влияния закачки ПАВ на показатели работы нагнетательных скважин показал, что по 7 скважинам из II имеет место увеличение принимающих интервалов от I до 50 метров. В среднем увеличение интервалов приемистости на этих скважинах составляет 35-40% (данные получены методом термометрии). В течение I976 года коэффициент приемистости скважин увеличился в среднем на I0%, что позволило закачать дополнительно 60 тыс.м^3 водного раствора ПАВ.

По предварительным расчетам за этот период по эксплуата-

ционным скважинам дополнительно добыто более II тыс.тонн нефти или 79 тонн на тонну закачанного ПАВ, что составляет 4,5% от общей добычи нефти по залежи, а экономический эффект составил I08575 рублей.

Данные получены в Ивано-Франковском институте нефти и газа.

6. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ЗА РУБЕЖОМ

Анализ литературных данных показывает, что за рубежом вопросу применения ПАВ уделяется большое внимание. В табл. I6 приведены данные о промысловых испытаниях ПАВ в США. Промысловые испытания проведены на песчаниках. Как видно из таблицы, применение ПАВ способствует улучшению процесса вытеснения нефти. В результате применения ПАВ повышается приемистость нагнетательных скважин и увеличивается темп отбора нефти. Рассчитывается дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента.

По некоторым экспериментам сделан вывод об экономической неэффективности метода при существующих ценах на реагент и нефть. По одному промысловому эксперименту эффект не получен, но сделано предположение, о том, что процесс был бы эффективнее при достаточно большой нефтенасыщенности коллектора.

Таблица I6

Опыт применения неионогенных ПАВ за рубежом (США)

Месторождения, штат	Число скважин, шт: нагнет / эксп.	Площадь участка, га	Тип ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Результаты: Положительные	Результаты: Отрицательные	Примечание, попутные явления
Бейтсвилл Канзас	22 / 30	I33	Плюроник-64	0,025-0,0025	Повысилась приемистость скважин, дополнительно добыто нефти на 9% больше, чем при воде или 4,3% от балансовых запасов. Дополнительно добыто на I т ПАВ I025 т нефти.	-	Снизились износ насосов, расход эл. энергии, коррозия и отношение солей.
Гарро Техас	-	-	Диэтаноламид кокосового масла. Содержит свободные амины и жирные кислоты.	-	-	В связи с тем, что отторочка ПАВ и воды попали в другие пласты, результаты в промысловых условиях не могут быть оценены.	

Продолжение таблицы I6

Месторождение, штат	Число скважин, шт: нагнет: эксп.	Площадь участка, га	Тип ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Результаты: Положительные	Результаты: Отрицательные	Примечание, попутные явления
Хамбольт Чанут Канзас	–	–	Не указано	0,002	ПАВ уменьшает гидрофильность глинистых минералов, обеспечивает большие объемы закачки. Приемистость увеличилась на 250%.	–	–
Миранда Сити Техас	–	–	–"–	0,005	Увеличивается приемистость скважин на 40%, охват пласта заводнением.		
Новата, Маунтверпон Оклахома, Коули Канзас Арчер Техас	–	–	–"–	0,01–0,05	Уменьшается давление закачки, увеличивается закачка воды в пласт от 20 до 900%.		
	I9 2I	I2,4	Тритон Х-I00	0,2	Увеличивается темп извлечения нефти в 2,5 раза на участке закачки ПАВ за 2 года получено I294 м³/га		Проницаемость 4I2 мД

Продолжение таблицы I6

Месторождения, штат	Число скважин, шт: нагнет. / экспл.	Площадь участка, га	Тип ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Результаты: Положительные	Результаты: Отрицательные	Примечание, попутные явления
					нефти, на участке с водой за 5 лет получено I2I2 м³/га.		
Крейнер Стрейт Дрейк	I2	–	Игепал С	–	–	Прирост добычи не получен. Сделан вывод, что эффект может быть получен при достаточно большей нефтенасыщенности коллектора.	Проницаемость I0–I5 мД. Нефтенасыщенность – 30%.
Кейбер-Культер	4	–	Игепал С	0,043	Вырученная сумма за дополнительно добытую нефть в 2,8 раза больше затрат.		Проницаемость I0–I07 мД. нефтенасыщенность 45–65%. Нефтеотдача до применения ПАВ –I0–20%.
			Не указано	0,043	Дополнительно добыто нефти на 760 долл., при затратах 275 долл, т.е. применение ПАВ эффективно.		

Продолжение таблицы I6

Месторождения штат	Число скважин, шт: нагнет: эксп.	Площадь участка, га	Тип ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Результаты: Положительные	Результаты: Отрицательные	Примечание, попутные явления
Тиббет	2	-	Эссония ит/60	3,32	Добыча нефти повысилась на 20%	-	Проницаемость I-I0 мД, нефтенасыщенность 34-47%.
Гриффин Консолидейтед Индиана	-	0,32	Не указано	-	Выводов нет. Эксперимент продолжается.		Проницаемость 75 мД, третичный метод.
Биг Маддн Нанкинг	-	2	Не указано	-	Выводов нет. Эксперимент продолжается.		Проницаемость 39 мД, остаточная нефтенасыщенность 85%.
Сайлес Техас	-	I	Не указано	-	-	Экономически не выгодно	Проницаемость 457 мД, остаточная нефтенасыщенность 30%, третичный метод.
Монтайтью Техас	-	I	Не указано	-	-	Экономически не выгодно	Проницаемость 394 мД, нефтенасыщенность 50%, третичный метод.

ЛИТЕРАТУРА

I. Исследование продуктивных пород нефтяных месторождений Башкирии (отчет) 07-78, Башнипинефть, Березин В.М. и др., I978, т.I, I76 с.

2. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М., "Недра", I978, 3I8 с.

3. Азаматов В.И., Глумов И.Ф. Коэффициент вытеснения нефти водой в условиях Ромашкинского месторождения. Труды ТатНИИ, вып.УI, Бугульма, I964, с.273-280.

4. Пирвердян А.М., Бабич Э.С., Рзаева Ф.М. О методике определения прироста добычи нефти за счет применения ПАВ. Труды Азнипинефти, Баку, I976, с.40.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. ОСОБЕННОСТИ МЕТОДА 3

2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ. 5

2.I. Механизм действия ПАВ . . 5

2.2. Общие сведения о ПАВ . . . 6

2.3. Требования к ПАВ, применяемым при заводнении пластов 9

2.4. Свойства неионогенных ПАВ, рекомендуемых для применения при заводнении нефтяных пластов . . . I0

2.5. Методики испытаний свойств неионогенных ПАВ I4

2.5.I. Определение растворимости ПАВ в пресной и пластовой воде I4

2.5.2. Определение поверхностной активности ПАВ , I5

2.5.3. Определение температуры помутнения I7

2.5.4. Определение адсорбции ПАВ в статических условиях I8

2.5.5. Определение нефтевытесняющей способности ПАВ 20

2.6. Экспериментальные данные и параметри,необходимые для расчета основных показателей разработки с применением ПАВ 2I

2.7. Определение параметров вытеснения нефти и адсорбции ПАВ 22

2.7.I. Определение коэффициентов вытеснения нефти водой и водными растворами ПАВ и фазовых проницаемостей пористой среды для нефти и воды 23

2.7.2. Определение адсорбции ПАВ. 24

2.7.3. Определение краевых углов избирательного смачивания минералов нефтью, водой и растворами ПАВ 26

Стр.

3. МЕТОДИКА ПОСТАНОВКИ И ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ 29

3.I. Постановка исследований 30

3.2. Выбор участков и определение их границ 3I

3.3. Определение охвата заводнением по толщине пласта в нагнетательных скважинах 33

3.4. Определение удельного коэффициента приемистости 39

3.5. Оценка эффективности применения ПАВ по показателям разработки 4I

3.5.I. По темпам отбора жидкости и нефти 42

3.5.2. По обводненню продукции 42

3.5.3. По текущей нефтеотдачи. 43

3.5.4. По текущей нефтеотдачи заводненных зон. . . 43

3.5.5. По относительным фазовым проницаемостям для нефти и воды по промысловым данным. . . 44

3.6. Оценка эффективности применения ПАВ с использованием многофакторного анализа 45

3.7. Оценка эффективности применения ПАВ по результатам бурения оценочных скважин 46

3.8. Оценка эффективности применения ПАВ геофизическими методами 47

3.9. Оценка эффективности применения ПАВ методом математического моделирования 48

3.I0. Влияние геологической неоднородности на оценку нефтеотдачи 49

Стр.

3.II. Оценка эффективности применения ПАВ с начала заводнения 53

3.I2. Оценка эффективности использования ПАВ на месторождениях после некоторого периода разработки обычным заводнением 54

3.I3. Оценка эффективности применения ПАВ при очаговом заводнении . . . 56

4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ РАСТВОРАМИ ПАВ 60

4.I. Гидродинамическая модель и основные уравнения 62

4.2. Методика расчета процесса вытеснения нефти водным раствором ПАВ на основе одномерных уравнений фильтрации . . . 65

4.3. Трехмерное моделирование пласта 7I

4.4. Методика расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений при применении растворов ПАВ для увеличения нефтеотдачи 82

5. УСЛОВИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ 88

6. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ 89

6.I. Общие положения 89

6.2. Методика определения капитальных вложений и эксплуатационных расходов, связанных с применением ПАВ 96

Стр.

6.3. Пример расчета экономической эффективности применения ПАВ при разработке нефтяного месторождения (цифры условные) 99

7. ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАКАЧКИ ПАВ. . . . . IOI

7.I. Общая схема обустройства . . . . . IOI

7.2. Транспорт и хранение ПАВ . . . . . IOI

7.3. Подготовка скважин и наземного оборудования к закачке раствора ПАВ IO2

7.4. Приготовление и закачка раствора ПАВ в пласт 104

8. ОБОРУДОВАНИЕ IO6

8.I. Оборудование для приема, хранения и транспорта ПАВ IO6

8.2. Оборудование для закачки раствора ПАВ в нефтяные пласты IO7

9. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ . . . . . IIO

IO. ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СООРУЖЕНИЙ ПО ЗАВОДНЕНИЮ ПЛАСТОВ РАСТВОРАМИ ПАВ III

IO.I. Общие положения III

IO.2. Установка по дозированию ПАВ II2

IO.3. Склады для хранения ПАВ II9

II. НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ I2I

I2. ЛИТЕРАТУРА I23

Стр.

I3. ПРИЛОЖЕНИЕ I (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ).
МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ В ВОДЕ I27

I4. ПРИЛОЖЕНИЕ 2 (СПРАВОЧНОЕ).
ОБЗОР ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ. I35

I5. ПРИЛОЖЕНИЕ 3 (СПРАВОЧНОЕ).
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ В СССР И ЗА РУБЕЖОМ I53

ПО 1733 Заказ № 664 Тираж 500 экз.

Ответственная за выпуск Архангельская А.А.

Уфа, ул.Ленина,86.Башнипинефть, группа множительных машин Проектного кабинета.

gost.e-ecolog.ru