

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ,
УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Серия «ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

Обзорная информация

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Выпуск 1(21)

Москва 1989

ВВЕДЕНИЕ

Методы интенсификации вытеснения нефти из пластов, такие, как паротепловое воздействие, нагнетание газа высокого давления, вытеснение азотом, вытеснение водой высоковязкой нефти и т.д., характеризующиеся применением вытесняющих агентов высокой по сравнению с пластовой нефтью подвижности, отличаются общим серьезным недостатком — быстрым прорывом вытесняющего агента в добывающие скважины, низким охватом воздействием как по толщине пласта, так и по площади, особенно существенным для неоднородных пластов.

Поиски методов увеличения охвата воздействием являются весьма актуальными, особенно в связи с проблемами разработки месторождений высоковязкой нефти и сложного физико-геологического строения, доля их запасов неуклонно повышается.

Применение пенных систем в тепловых методах разработки позволяет уменьшить эффективную подвижность вытесняющего агента и селективно блокировать высокопроницаемые пропластки, что приводит к увеличению коэффициента охвата пласта воздействием.

В настоящее время газлифты метод эксплуатации нефтяных скважин находит широкое распространение, при этом в добывающие скважины закачивают большие объемы газа,



Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления
и экономики нефтегазовой промышленности (ВНИОЭНГ). 1988.

что определяет высокие энергетические и экономические затраты. Поэтому ведутся интенсивные поиски способов повышения эффективности газлифтного метода, одним из которых, возможно, является применение пенообразующих ПАВ. По принятой технологии ПАВ вводят либо путем непрерывного дозирования в рабочий агент (газ), либо путем периодической закачки в затрубное пространство, откуда ПАВ поступает в насосно-компрессорные трубы (НКТ).

В обзоре обобщен накопленный к настоящему времени литературный материал и выявлено состояние исследований этого весьма перспективного направления интенсификации добычи нефти. Основное внимание уделено применению пенных систем для повышения нефтеизвлечения из пластов.

Введение, первая и вторая части обзора написаны авторами совместно, третья часть — М.Г.Бернадинером.

КОЛЛОИДНО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЕНООБРАЗУЮЩИХ ПАВ И ПЕННЫХ СИСТЕМ

В подавляющем большинстве случаев для пенообразования в пористой среде и скважине использовали анионоактивные и неионогенные ПАВ. Катионактивные ПАВ являются более сложными в производстве и дорогими продуктами, обладают меньшей поверхностной активностью по сравнению с анионоактивными ПАВ. Благодаря гидрофобизирующему действию на поверхность их используют в качестве флото-реагентов (т.е. реагентов, которые избирательно адсорбируются на частицах пустой породы и тем самым сообщают им свойства несмачиваемости водой) и вспомогательных компонентов синтетических моющих средств.

Наиболее широко применяют в нефтяной промышленности алкилсульфаты, алкилсульфонаты, алкиларилсульфонаты и олефинсульфонаты.

Неионогенные ПАВ не диссоциируют в водных растворах. Их молекулы проявляют свою поверхностную активность как целые электронейтральные единицы. Растворимость их в воде определяют эфирные и гидроксильные группы, которые образуют водородные связи с молекулами воды. Отсутствие ионогенных групп повышает устойчивость ПАВ к действию солей, кислот и щелочей как при нормальной, так и при повышенной температуре. Исходными продуктами при

получении неионогенных ПАВ являются алифатические амины, амиды жирных кислот, жирные спирты и кислоты, алкилфенолы и т.п. Получают неионогенные ПАВ путем взаимодействия перечисленных веществ с окисью этилена или пропилена (оксиэтилирование).

Наиболее распространеными неионогенными ПАВ являются продукты оксиэтилирования алкилфенолов, представляющие собой смеси алкилфеноксиполиэтиленоксигиданолов, их выпускают в СССР под названием вспомогательных веществ ОП-7, ОП-10, ОП-20, ОП-45 и эмульгатора ОП-4 (цифра в маркировке означает мольное соотношение окиси этилена и алкилфенола при синтезе продукта). Вещества типа ОП нетоксичны, относятся к группе биологически "жестких" ПАВ, устойчивы к нагреванию, водные растворы ОП-7 и ОП-10 обладают высокой смачивающей и пенообразующей способностью и хорошим моющим действием, повышающимся в щелочной среде.

Растворимость неионогенных ПАВ в воде и углеводородах определяется их гидрофильно-липофильным балансом. Введение в молекулу алкилфенола до четырех групп окиси этилена приводит к образованию нефтетраструктуримых ПАВ — эмульгаторов, нерастворимых в воде или образующих густые коллоидные растворы. Увеличение числа групп окиси этилена до 7 и выше позволяет получить водорастворимые ПАВ, практически нерастворимые в керосине. Неионогенные ПАВ не реагируют с солями жесткости и растворяются в морской и пластовой воде без образования осадка. Более того, одним из путей снижения осадкообразования является применение смеси анионоактивных и неионогенных ПАВ.

Широкое применение имеет ПАВ моющего типа МЛ-72, представляющий собой смесь анионоактивного и неионогенного ПАВ. Пенообразователь МЛ-72 нетоксичен, биологически разлагаем, устойчив к нагреванию до 100 °C, растворяется в морской, щелочной и пластовой воде без образования осадка, но теряет пеностабилизирующие свойства в сильноминерализованной воде.

Для большей устойчивости двухфазных пен широко применяют стабилизаторы, важнейшим из которых является карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), которая подвержена термоокислительной деструкции, приводящей к снижению стабили-

зирующей способности; предел термостойкости 130...150 °С. Для образования устойчивой пены рекомендуют препараты КМЦ-500 и КМЦ-600 (цифра в маркировке означает степень полимеризации). Кроме КМЦ, в качестве стабилизаторов используют препараты РС-2, РС-4, жидкое стекло (силикат натрия) (Амиан В.А. и др., 1980).

Согласно общепринятой классификации пены представляют собой достаточно устойчивую высококонцентрированную дисперсию газа в жидкости. Пузырьки газа отделены друг от друга тонкими прослойками жидкости и благодаря взаимному сдавливанию образуют полиздрические ячейки. Растворенные в жидкости ПАВ образуют слой адсорбированных молекул, причем для воды ориентация этих молекул такова, что полярная группа обращена в водную фазу, а неполярная – в газовую. Прочность и продолжительность существования такого пленочного каркаса определяют природа и концентрация ПАВ, температура, вязкость дисперсионной среды, наличие в жидкой фазе электролитов, pH среды и т.д. Толщина жидких пленок уменьшается под действием силы тяжести и капиллярного давления.

Пену характеризуют следующие основные показатели:

пенообразующая способность раствора (вспениваемость) – объем пены, который образуется из постоянного количества пенообразователя при соблюдении определенных условий в течение определенного времени;

кратность пены – отношение объема пены к объему раствора жидкости, пошедшего на ее образование;

дисперсность пены, которую обычно характеризуют средний размер пузырька, распределение пузырьков по размерам или поверхность жидкость–газ в единице объема;

устойчивость пены – способность сохранять первоначальный объем (критерием для оценки этого показателя служит время, необходимое для разрушения всего пенного объема или его части, т.е. время существования пленки жидкости между газовыми пузырьками).

Пены получают при пропускании газовой фазы через жидкость или при взаимодействии движущейся жидкости с твердой поверхностью при наличии границы раздела с газом (перемешивание, встряхивание, переливание и т.д.). Подробные сведения о способах получения пен, методах измерения

их физико-химических свойств и применяемых для этого приборах изложены Z.H. Raza (1970 г.). В чистых жидкостях устойчивую пену получить не^тч^а, поскольку вследствие истечения жидкости пленка быстро утончается, лопается и пена исчезает. Поэтому достаточно стабильную пену систему можно получить только при наличии в жидкой фазе веществ-стабилизаторов, получивших название пенообразователей. Устойчивость пены определяют действие сил электростатического отталкивания, возникающих вследствие адсорбции молекул ПАВ на обеих поверхностях жидкой пленки, силы отталкивания, действующей между молекулами адсорбированного на поверхности пленки ПАВ, и наличие у пленки повышенной поверхностной вязкости. При растяжении пленки поверхностная концентрация ПАВ падает, вызывая рост поверхностного натяжения **б**. Такое локальное повреждение пленки приводит к возникновению новой поверхности с большим **б** и меньшей концентрацией ПАВ на единицу поверхности. Это вызывает перемещение молекул ПАВ из области низкого **б**, причем эти молекулы с гидрофильными остатками транспортируют жидкость и заполняют ставшие более тонкими места (эффект Марангони). При этом пленка стягивается, компенсируя тем самым локальные деформации. Это является основной причиной того, что пенообразование может происходить при наличии в жидкости поверхностно-активных веществ.

Эффективность применения пенных систем для повышения нефтеизвлечения из пластов во многом определяется временем существования пены. Большинство работ по устойчивости пен основаны либо на измерении времени существования отдельного газового пузырька на поверхности жидкости, граничащей с воздухом, либо скорости выделения из нее определенного объема жидкости. Исследования не учитывают такую важную особенность, как влияние развитой поверхности пористого материала, малого размера отдельных поровых каналов и присутствия в них различных жидкостей. Вместе с тем полученные к настоящему времени результаты лабораторных исследований позволяют объяснить целый ряд явлений, происходящих при образовании и движении пенных систем в пористых средах. Поэтому представляется целесообразным привести основные сведения о влиянии различных факторов на характеристики пенных систем.

Каркас пены состоит из жидких пленок, образующих стенки единичной ячейки пены. При этом между пузырьками газа возникает трехгранный столбик жидкости, называемый треугольником или границей Плато, играющей важную роль в механизме утончения пленок. Большая кривизна в области контакта пузырьков вызывает возникновение значительного перепада давления между газообразной и жидкой фазой, в результате чего жидкость выдавливается из пленки на границу Плато (Адамсон А., 1979), приводя к утончению пленки. Однако такое течение жидкости происходит только внутри пленки, т.е. стекание происходит как бы по плоскому капилляру. Используя такую модель, Гиббс (1931 г.) вывел уравнение

$$v_{cp} = \rho g \Delta^2 / 8\mu, \quad (1)$$

где v_{cp}

- средняя скорость течения жидкости;
- ρ - плотность жидкости;
- g - ускорение свободного падения;
- μ - вязкость жидкости;
- Δ - толщина пленки.

С уменьшением толщины пленки скорость течения замедляется по квадратичному закону. Повышение вязкости жидкости внутри пленки может заметно увеличить время стекания жидкости в пленке. Этого можно достичь за счет введения в пену высоковязких веществ, например, глицерина (Fiebig D., 1982) или высокомолекулярных добавок /1/. Проведенные исследования по повышению устойчивости пен за счет добавки поливинилового спирта показали, что содержание в пене 0,25...0,5 % стабилизатора позволяет в 1,5-2 раза увеличить период полураспада объема пены (Воюцкий С.С., 1975). При этом установлено, что хотя в интервале изменения молекулярной массы от 13000 до 65000 этот параметр не оказал заметного влияния на устойчивость пены, все же с ростом молекулярной массы снижалось оптимальное количество стабилизатора, добавляемого в пенную систему. Авторы работы /1/ считают, что важную роль в механизме стабилизации пенных систем высокомолекулярными соединениями играет образование межмолекулярных комплексов ПАВ - полимер. Эти выводы нашли дальнейшее подтверждение при изучении влияния поликарбонатной кислоты на пенообразующую способность различно-

го класса ПАВ, когда было показано, что полиакриловая кислота проявляет хорошие стабилизирующие свойства в пенных системах, приготовленных на основе катионных ПАВ. При этом важным параметром явилась молекулярная масса полиакриловой кислоты. Добавка к раствору ПАВ полиакриловой кислоты с молекулярной массой менее $1,4 \cdot 10^4$ не повлияла на стабильность высокократной пены, полученной на основе катионных и анионных ПАВ. Максимальная устойчивость пен достигнута при такой концентрации ПАВ, когда число связей между молекулами ПАВ и полимера имело наибольшее значение (насыщение). При этом вязкость пенообразующих растворов достигала своего максимального значения.

Важную роль в механизме устойчивости пен играет термодинамический фактор, заключающийся в отталкивании двойных электрических слоев, образованных молекулами пенообразователя около обеих поверхностей пленки. В результате этого взаимодействия возникает давление, названное расклинивающим (Дерягин Б.В., 1955).

Приведенные выше данные свидетельствуют о том, что устойчивость пенных систем определяется целым рядом факторов, проявляющихся по-разному в зависимости от конкретных условий. По мнению С.С.Воюцкого (1975 г.), вообще не может быть единой теории устойчивости пен и причины существования пен зависят от пенообразователей и условий получения пен.

ПЕНООБРАЗУЮЩИЕ ПАВ ДЛЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Поведение пенных систем в пористых средах достаточно сложно. Это связано, во-первых, с тем, что образование, течение или существование пены происходит в системе тонких каналов переменного сечения, размеры которых соизмеримы с ячейками пены. При таких условиях влияние гравитационных сил несущественно, но возрастает роль капиллярных сил, величина которых определяется радиусом канала и центрального участка пленки. В ряде случаев элементарный объем пены может занимать пространство, превышающее размер порового канала. Исходя из общих соображений это должно отрицательно сказываться на стабильности пены. С

другой стороны, при добыче нефти с применением пенных систем в пласт постоянно или периодически нагнетают газ. Значительная часть энергии, вносимой газообразным агентом в пласт, будет тратиться на диспергирование водного раствора ПАВ. По-видимому, процесс вторичного диспергирования может обеспечить устойчивость пенной системы в течение длительного времени, необходимого для воздействия на процесс извлечения нефти. Однако при этом необходимо иметь в виду, что прокачка большого объема газа может привести к осушке пенной системы, и, следовательно, к ее разрушению. Вопрос этот в литературе практически не освещен и требует серьезной проработки.

Как известно, спецификой пористых сред является развитая поверхность фильтрационных каналов. Наличие в пенной системе ПАВ приведет к интенсивной сорбции последних на поверхности. Этот фактор будет определяющим при продвижении пенной системы в пористой среде. С другой стороны, сорбция ПАВ ставит, по-видимому, жесткие ограничения на выбор пенообразующих ПАВ. При использовании пенообразователей, состоящих из смеси ПАВ, в пористой среде будет происходить их разделение, что повлияет на свойства пенных систем. Это в полной мере относится и к выбору добавок, применяемых в качестве стабилизаторов пен. Важным моментом, оказывающим влияние на свойства пенных систем, является их взаимодействие с пластовыми флюидами, в частности с нефтью и солями жесткости, растворимыми в поровых водах.

Учитывая вышеизложенное, можно сделать вывод, что эффективность применения пенных систем для повышения нефтеизвлечения определяется целым рядом факторов, многие из которых изучены еще весьма недостаточно. При этом надо иметь в виду, что в зависимости от типа пенообразователя и состава пластовых жидкостей технология применения пенных систем может быть различна.

Многие ПАВ обладают пенообразующими свойствами, однако применение их в нефтедобыче сопряжено с особенностями, влияние которых на ПАВ может аннулировать их способность образовывать пену. К такого типа осложнениям относятся высокие давления в пласте, высокие температуры при некоторых технологиях разработки, наличие соленой во-

ды и углеводородов. Поэтому вопрос о выборе пенообразователя является весьма существенным.

Один из способов выбора ПАВ заключается в определении высоты столба пены и устойчивости ее при барботировании азота через раствор ПАВ разной концентрации при различном содержании солей и сырой нефти в растворе /2/.

В настоящее время принят метод определения пригодности ПАВ в качестве пенообразующего агента, когда в модель пористой среды закачивают водный раствор исследуемого ПАВ определенной концентрации при фиксированной температуре. Затем в модель нагнетают газ (азот) и замеряют время прорыва газа к выходу из модели, а также определяют качество образующейся в модели пены. Строят график зависимости этих двух показателей от концентрации пенообразователя (рис.1) /3/. Анализ рисунка, а также кривых, полученных авторами (Doscher T.M., Hammershaimb E.C., 1982), показал, что предельное качество достигается при достаточно низких концентрациях реагента и до очень высоких сохраняется стабильность, а время прорыва имеет максимум в узком диапазоне концентраций в окрестности точки критической концентрации мицеллообразования (ККМ). Следует отметить, что заполнение модели раствором ПАВ осуществляют до тех пор, пока не выравниваются концентрации ПАВ в растворе на входе и выходе модели.

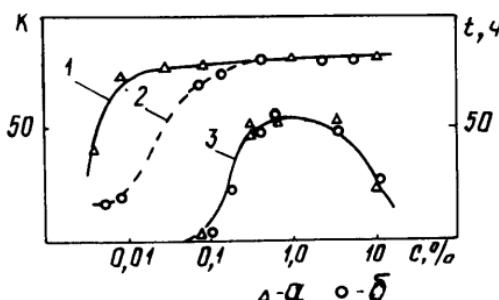


Рис.1. Влияние концентрации пенообразователя C на качество K (1, 2) и время (3) прорыва газа через пену t :
а, б – адсорбция на песке соответственно равновесная и
неравновесная (пунктир относится к случаю неравновесной
адсорбции)

При отборе ПАВ для термических методов воздействия на пласт проводят нагрев растворов до 100 °С при барботировании при атмосферном давлении в течение недели, а также нагрев до 200 °С с повышением давления при исследовании на модели пористой среды в течение от 2 до 5 ч /3/.

Влияние солей и сырой нефти на пенообразующие свойства исследовали путем создания остаточной нефти при заполнении модели пористой среды соленой водой, которую затем вытесняли раствором пенообразователя (Raza Z.H. 1970). Работа Frid (1961 г.) является первым экспериментальным исследованием поведения пенных систем в пористой среде, содержащей остаточную нефть вязкостью 78...850 мПа·с. Основной объем экспериментов проводили на насыпных моделях абсолютной проницаемостью 1,3...1,9 мкм², а отдельные эксперименты – 0,35 и 30 мкм². В качестве пенообразователей подбирали по субъективным критериям смеси ПАВ различных классов с различными стабилизаторами, в том числе катионактивные и амфолитные ПАВ довольно сложной структуры. Была показана возможность извлечения 44...70 % нефти, оставшейся в пористой среде после вытеснения газом и водой, посредством вытеснения оторочкой пены, продвигаемой газом. Рассмотрен механизм движения пены в пористой среде и вытеснения остаточной нефти.

Пенное вытеснение Фрид рассматривал как саморегулирующийся процесс, характеризующийся одновременным разрушением и регенерацией пены, интенсивность которых определяли различные факторы. Разрушение пены обусловлено коалесценцией пузырьков газа, диффузией газа из маленьких пузырьков в большие, адсорбией ПАВ на породе коллектора и диффузией ПАВ в погребенную воду, а также контактом с остаточной нефтью. Регенерация пены происходит вследствие дробления пузырьков газа при движении через занятые раствором ПАВ сужения пор, а также расширения газовых пузырьков и выделения газа из раствора в области более низких пластовых давлений. Интенсивность регенерации возрастает с увеличением скорости движения пены. Таким образом, регенерация пены должна протекать более интенсивно в относительно высокопроницаемых промытых зонах с низким

содержанием остаточной нефти, что способствует образованию более стабильной пены.

По данным Фрида, эффективность вытеснения остаточной нефти пеной оторочкой определяют следующие факторы:

увеличение газонасыщенности пористой среды без увеличения отношения подвижностей газа и нефти;

высокая эффективная вязкость пен, обеспечивающая снижение подвижности вытесняющего агента и повышение градиента давления на фронте пены, что приводит к вытеснению остаточной нефти и расширению охвата пласта воздействием вследствие снижения отношения подвижностей вытесняющего агента и нефти;

временное селективное блокирование относительно высокопроницаемых зон вследствие пропорциональности эффективной вязкости пен диаметру канала, более интенсивной регенерации пены и ее повышенной стабильности, что приводит к перераспределению вытесняющего агента в не охваченные первоначальным воздействием относительно низкопроницаемые зоны с высоким содержанием остаточной нефти;

наличие большого числа прочных упругих поверхностей раздела фаз, оказывающих при движении пены "поршневое" действие на скопление остаточной нефти, способствуя тем самым ее вытеснению;

смачивающее действие ПАВ, применяемых в качестве пенообразователей, что приводит к нейтрализации капиллярных и поверхностных сил, способствующих удерживанию нефти в пористой среде.

Исследования реологии пен показали, что вязкость свободной пены возрастает с увеличением кратности пены и уменьшением скорости сдвига, слабо зависит от типа и концентрации ПАВ и может превышать вязкость раствора ПАВ в 100 раз и более (табл.1).

Таблица 1

Кратность пены	Эффективная вязкость пены, мПа·с, при диаметре пузырька, мм		
	0,33	0,73	3,9
2	5,3	17,5	48
4	14	28	100

Во всех опытах по вытеснению нефти пеной Фрид наблюдал эмульгирование нефти с образованием в некоторых случаях тонкодисперсных стойких эмульсий, что приводило к резкому повышению давления нагнетания вплоть до предельно допустимых значений и остановке течения. Поскольку микроскопические наблюдения на прозрачных моделях показали, что диаметр эмульгированных частиц нефти много меньше диаметра каналов в пористой среде, Фрид сделал предположение о блокировании течения вследствие электрокинетических эффектов, обусловленных образованием электрического двойного слоя в системе твердое тело – жидкость. Экспериментальная проверка подтвердила образование тормозящего потенциала течения порядка 9 В/м, зависящего от типа ПАВ и кинематической вязкости пены и обуславливающего высокую электровязкость эмульсии в пористой среде. Электровязкостные эффекты практически полностью подавлялись в случае применения 3%-го раствора $\text{NaC}\ell$ или снижения pH до 2...2,5, что приводило к резкому снижению потенциала течения и, следовательно, электровязкости эмульсии и деблокированию течения.

Фрид показал неэффективность проталкивания пенной оторочки водой вследствие "просачивания" воды через пенную оторочку и незначительного снижения водопроницаемости, в то время как газопроницаемость в присутствии пены может уменьшиться в сотни раз. Был также сделан вывод о необходимости применения пен некоторой оптимальной стабильности, так как высокостабильная пена вследствие неуравновешенной регенерации может полностью блокировать течение в пористой среде при допустимых градиентах давления.

Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от вязкости пены установить не удалось, так как параметры процесса вытеснения почти во всех экспериментах были различны.

В работе /3/ показан механизм формирования пены в пористой среде (рис.2), исследованный по специальной методике. Прозрачную модель пористой среды насыщали раствором пенообразователя. Затем на вход модели подавали азот при постоянном давлении. Газ, попадая в пористую среду, насыщенную пенообразователем, генерирует на входе вал пены с четким устойчивым фронтом. При закачке газа

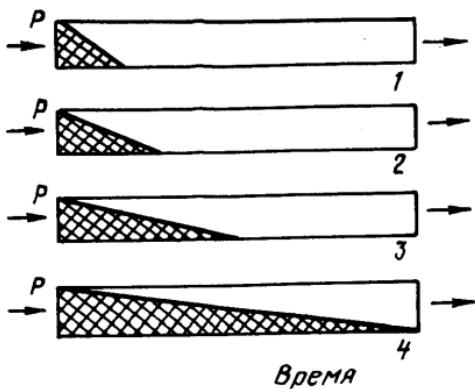


Рис.2. Формирование пены и распределение давления Р в несцементированном песке проницаемостью $2,76 \text{ мкм}^2$ за время закачки, мин:

1, 2, 3, 4 - соответственно 125; 720; 1255; 6170
(заштрихован участок пласта, занятый пеной)

вал пены распространялся по пористой среде пока не закончился пенообразование. Замер распределения давления по модели показал:

перепад давления существует только на участке вала пены и распределение давления линейно;

по мере разрастания вала расход газа непрерывно уменьшается;

вытеснение жидкости пеной происходит равномерно поршневым образом.

То же отмечено М.Ф.Каримовым (1981 г.), А.В.Амияном и др. (1980 г.), а также в работе /4/. По-видимому, такая схема формирования пены в пористой среде обусловлена тем, что поступление газа в пору, заполненную раствором пенообразователя, формирует в поре газовый пузырь, который по размеру должен был бы превосходить размер пор (характерный размер пор пористой среды порядка десятков микрон). Поскольку пленка пены обладает высокой прочностью по сравнению с водяной, газовый пузырь закупоривает пору и газ поступает в соседнюю и т.д. Так формируется четкий фронт пены из изолированных пенными пленками газовых пузырьков, заполняющих поры.

Продвижение фронта формирования пены по модели проходит следующим образом. При заполнении пузырьками пены всего сечения модели в зоне пены растет давление в газовой фазе. Достигнув величины, превосходящей проч-

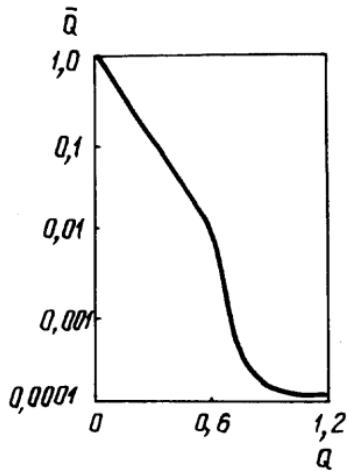


Рис.3. Зависимость относительной продуктивности \bar{Q} от объема закачки газа Q (поровые объемы пласта) при наличии пены в модели пористой среды

ность пленок пены, газ разрывает пленки, превращается в связанную фазу и внедряется в следующее сечение модели. Эта схема вытекает из визуальных наблюдений за характером движения газа через пену, проведенных в работе Holm (1968 г.) на капиллярах диаметром 0,25 мм, заполненных несколькими песчинками того же диаметра или меньше.

Исследовалось влияние проницаемости однородной пористой среды на качество пены. Отмечен рост качества пены с ростом проницаемости. Наличие нефти, особенно сырой, в пористой среде отрицательно влияет на качество пены. Исследование зависимости уровня давления и перепада давления на качество пены, позволяет отметить следующее (Raza Z.H., 1970):

при фиксированном уровне давления перепад давления, обусловливающий формирование пены в пористой среде, мало влияет на качество пены;

при фиксированном перепаде давления уровень давления заметно влияет на качество пены: чем выше уровень давления, тем ниже качество пены, что объясняется сжимаемостью газовой фазы.

В экспериментах по формированию пены в пористой среде определяли изменение проницаемости образца по газу (Пат. 4161217 США). На рис.3 приведено изменение производительности^{*} при закачке газа для разных объемов закачан-

* Продуктивность – отношение объема закачки в единицу времени к перепаду давления.

ного газа. Следует отметить, что в отличие от вытеснения воды газом при проникновении газа в пенообразующий агент проницаемость по газу уменьшается по мере увеличения газонасыщенности. После прорыва газа через образец движение его происходит при очень низком значении проницаемости по газу.

При дальнейшем нагнетании газа в модель качество пены непрерывно увеличивается до тех пор, пока не достигнет очень высокого уровня. Остаточная насыщенность жидкостью при этом может быть существенно ниже, чем связанная водонасыщенность при вытеснении воды газом (Holm, 1968). Аналогичные результаты снижения проницаемости пористой среды по газу при наличии в пористой среде пены получены Т.М. Doscher, Е.С. Hammershaimb (1982 г.), М.Ф. Каримовым (1981 г.), Frid (1961 г.), Bernard (1962, 1964 гг.), И.А. Швецовым (1968 г.). Существенное влияние на проницаемость пористой среды с пеной по газу оказывает присутствие в пористой среде остаточной нефти (Holm, 1968). Присутствие нефти увеличивает проницаемость по газу, хотя почти вдвое снижается газонасыщенность. Низкая проницаемость по газу при движении его через образец пористой среды, насыщенный пеной, сохраняется при прокачке больших объемов газа, вплоть до 500 поровых объемов, затем начинает возрастать, и при прокачке 800 поровых объемов проницаемость достигает 50 % той, которую имеет газ при вытеснении им воды без ПАВ.

Исследована технология уменьшения отрицательного влияния нефти на процесс пенообразования. Способ заключался в закачке пенообразующего раствора отдельными порциями при вспенивании каждой порции газом. В качестве примера Z.H.Raza (1970 г.) показал, что если один поровый объем пенообразователя закачивать в три этапа, то расход газа после прокачки пенообразователя уменьшался более чем в 300 раз по сравнению с закачкой всего объема в один этап. Вероятно, первая порция пенообразователя оттесняла остаточную нефть в модели и блокировала ее влияние на последующие порции.

Исследование нефти как агента, блокирующего движение

воды, проводили на модели пористой среды проницаемостью 3 мкм² при градиенте давления 58 кПа/м (Пат. 4161217 США). При отсутствии пены и наличии 21,2 % связанной воды в модели нагнетаемая вода достигла выхода модели через 8,5 мин и водонасыщенность модели при этом составляла 80,2 %. При наличии в образце 11,6 % пены вода достигла выхода через 330 мин при водонасыщенности модели 49,6 %. При дальнейшей прокачке воды насыщенность возросла в первом случае до 90,5 %, а во втором до 57,5 %. При этом расходы воды составляли соответственно 5,25 см³/мин и 0,75 см³/мин. Через 60 сут непрерывной прокачки воды водонасыщенность возросла до 72,4 %, а расход до 1,82 см³/мин.

Исследование механизма движения воды через пену (Пат. 3311167 США) показало, что нагнетаемая вода движется (фильтруется) по пленкам пены, и это приводит к уменьшению качества пены.

На различных моделях пористых сред исследовали кривые фазовых проницаемостей при одновременной закачке в модель раствора пенообразователя при постоянном расходе газа и постоянном давлении. Эксперименты проводили в интервале проницаемостей от 0,1 до 150 мкм². Анализ показал, что фазовая проницаемость для жидкой фазы зависит только от насыщенности жидкой фазой, а влияние пенообразования на нее не обнаружено. Фазовая проницаемость для газа зависит не только от насыщенности, но и от концентрации пенообразователя в жидкой фазе. В качестве примера на рис.4 приведены фазовые проницаемости для ПАВ ОП-10 (Doscher Т.М. и др., 1982; Каримов М.Ф. и др. 1979). Характер фазовых проницаемостей объясняет поршневой тип проникновения газа в раствор пенообразователя в пористой среде (см.рис.2) и является следствием механизма движения фаз через пористую среду в присутствии пены, когда жидкость представляет собой непрерывную фазу в пористой среде и движение жидкости происходит по пленкам пены, а газовая фаза является дискретной и ее движение определяет прочность пленок пены. Не следует считать, что пена не оказывает влияния на движение жидкости через пористую среду. Это влияние сказывается через значительно более высокую

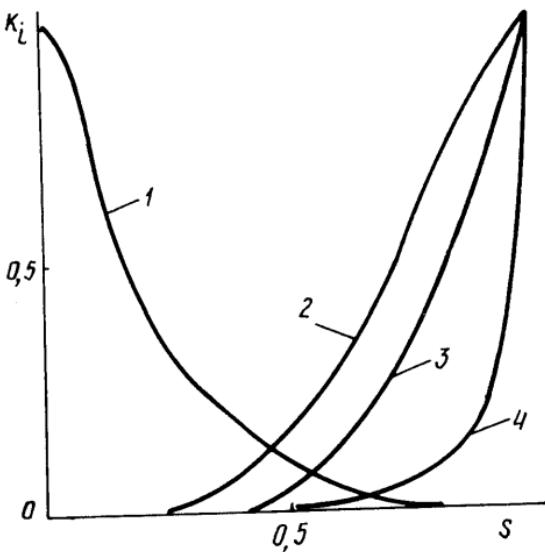


Рис.4. Зависимость относительных проницаемостей K_i от газонасыщенности S :

1 – жидкая фаза; 2, 3, 4 – газовая фаза при концентрациях пенообразователя соответственно 0,002; 0,05; 0,1 %

газонасыщенность в присутствии пены, чем при обычном движении газа и воды. Именно это обстоятельство объясняет повышение фильтрационного сопротивления для жидкости в присутствии пены (Bernard, 1962). Поскольку наличие в пористой среде остаточной нефти уменьшает пенообразующие свойства, это приводит к снижению газонасыщенности и повышению фазовой проницаемости для воды за счет повышения водонасыщенности. Кроме того, нефть и соли отрицательно влияют на прочность пленок, окружающих газовую fazу, что ведет к повышению фазовой проницаемости и для газовой фазы (Bernard, 1962, Holm, 1968, Швецов И.А., 1968).

Механизм движения газа через пену (Frid, 1961) обуславливает существование предельного градиента давления. Bernard (1964 г.) исследовал сопротивление пен большими градиентам давления. Образец пористой среды проницаемостью 3 мкм^2 не пропускал газ при градиентах давления до $1,16 \text{ МПа/м}$, а проницаемостью 100 мкм^2 – до $0,58 \text{ МПа/м}$.

В работе А.В.Амияна и др. (1980 г.) получены данные по величине начального градиента сдвига пены в пористой среде.

В качестве пенообразователя использовали 1%-й водный раствор ДС-РАС с добавкой 0,5 % КМЦ. Предельный градиент сдвига достиг 0,45 МПа/м и сохранялся в течение 15 сут.

М.Ф.Каримов (1981 г.) исследовал течение газа через пористую среду, насыщенную пеной, полученной из различных ПАВ (ОП-20, ОП-7, ОП-10, превоцелл). Предельного градиента по газу не обнаружено, хотя градиент давления снижался до 500 Па/м.

Frid (1961 г.) исследовал механизм вытеснения пеною остаточной нефти вязкостью 30 мПа·с с учетом моющего действия ПАВ на модели проницаемостью 11 мкм², диаметром 0,78 и длиной 30 см. Отмечено, что пузырьки пены, входящие в песок, при прохождении сужений пор разделяются на все более мелкие пузыри. Одновременно часть нефти, оставшейся на породе, отмывается, проталкивается пленками пены, как поршнями закупоривает частично пористую среду, создавая дополнительное сопротивление в пористой среде, а также вал нефти. Это объясняет механизм доотмыва пористой среды от остаточной нефти. Аналогичные эксперименты провели Minsieux (1974 г.) и C.W.Nutt и др. (1979 г.). Они показали, что остаточная нефтенасыщенность может быть снижена с 0,58 до 0,15. Показано также, что аналогичный результат может быть получен при создании оторочки пены в пористой среде и проталкивании ее водой.

Закупоривающие свойства пены могут быть использованы в целях выравнивания профиля приемистости и фронта вытеснения в неоднородных по толщине пластах. Изучение процесса движения пены через слоистые пласти и возможность до вытеснения нефти, оставшейся после воздействия газом или водой, проводили на четырех параллельных трубках с песком разной фракции. Показано (C.W. Nutt и др., 1979), что вытеснение пеной привело к доотмыву нефти и более однородному распределению остаточной нефтенасыщенности (табл.2).

И.А. Швецов (1968 г.) эксперименты проводил на плоских прозрачных моделях размером 1160x230x10 мм, в которых создавалась двухслойная среда: высокопроницаемый слой 50 мм, низкопроницаемый – 180 мм. Соотношения проницае-

Таблица 2

Показатели	Результаты эксперимента		
	1	2	3
Размеры модели:			
длина, см	33,0	33,0	33,0
площадь, см ²	2,091	2,091	2,091
Пористость, %	43,5 3,4...40,6	40,6 41,5	39,5 -
Проницаемость, мкм ²	2,925 5,477 4,126 10,532	1,11 2,7 8,72 15,31	0,198 0,278 4,88 11,95
Нефтенасыщенность, %			
до вытеснения пе- ной	39,3 44,8 46,5 16,7 средняя	83,3 84,2 20,8 16,7 47,1	100,0 94,5 40,8 14,8 55,6
после вытеснения пеной	32,2 19,0 30,4 16,7 средняя	27,8 31,6 12,6 8,3 18,8	16,7 38,4 31,5 9,3 23,3

мостей в основном составляли 5,8. В экспериментах исполь-
зовали нефть пласта Д Ново-Запрудненского месторождения
вязкостью 3,8 мПа·с. Сначала нефть вытесняли водой, затем
создавали оторочку пены из 0,5%-го раствора сульфоната
натрия, проталкиваемую водой. Прирост нефтеотдачи составил
от 15 до 24 %. В отличие от слоистой данная модель имела
хорошую гидродинамическую связь между слоями.

При исследовании возможности применения пен для ре-
гулирования подвижности пара выяснилось (Doscher T.M.
и др.; 1982), что создать хорошую пену, вспенивая 1%-й
раствор ПАВ (Thermofoam BW-D) паром, не удается. Эксперименты проводили на модели длиной 5 м. Когда к па-
ру добавили неконденсирующийся газ, удалось сформировать
эффективную оторочку пены. Исследовали два метода созда-
ния пены. По первому методу закачивали порцию ПАВ и про-
двигали ее паром по модели, затем газом создавали отороч-

ку пену и опять закачивали пар. Этот метод давал хорошую оторочку пену, но только на первых 2,5 м модели, т.е. ПАВ не переносился по модели далеко. По второму методу закачивали одновременно порции ПАВ и пара. Затем закачивали газ, чтобы сформировать оторочку пену, и опять возобновляли закачку пара. Эти методы проверяли также в присутствии нефти в пористой среде. Оба метода дают снижение проницаемости по пару около 90 % при прокачке порядка 300 поровых объемов пара.

Вопросу стабильности паровых пен посвящена работа /5/. Кроме разрыва пленки пены перепадом давления, обусловленным нагнетанием пара, важным фактором, определяющим устойчивость пены в пористой среде, является диффузия газа из пузырей малого в пузыри большого размера за счет большего внутреннего давления в пузырях меньшего радиуса.

Для пузырей, содержащих пар, процесс миграции пара через пленку, разъединяющую пузыри, имеет принципиальные особенности. Пар внутри пузыря меньшего радиуса будет конденсироваться за счет большего внутреннего давления и выделять при конденсации тепло, которое будет немедленно использоваться для испарения равного количества воды с другой стороны пленки, внутри пузыря большего радиуса. В результате пар может мигрировать со скоростью, которая определяется переносом тепла через пленку. Этот процесс намного интенсивнее, чем диффузия неконденсирующегося газа (пара), что ведет к резкому сокращению времени жизни пены, содержащей пар в качестве газовой фазы. Добавление азота приводит к увеличению доли неконденсирующейся газовой фракции в пене и увеличению ее стабильности.

Исследования подвижности пара при добавлении пенообразующего ПАВ и 0,5 % азота (ENORDET LTS 470/15) проводили на образце пористой среды длиной 40 см, при температуре 150 °С и давлении на выходе 0,47 МПа. Качество пара составляло 90 %, скорость нагнетания 900 см³/мин. Отмечено снижение подвижности пара примерно в 40 раз по сравнению с исследованием без ПАВ.

Возможность пен улучшить охват воздействием при нагнетании пара изучали на двухмерной модели насыпной пористой среды размером 56x31x7 см, пористостью 34 %, проницаемостью 9 мкм². Эксперименты проводили при высоких давле-

ниях 2,1 МПа, температуре порядка 150 °С, темпе нагнетания пара 40 г/мин. В качестве пенообразователя использовали водный раствор алкилбензол натрия сульфонат в концентрации 1 % (активного вещества). Результаты показали улучшение распределения пара в модели.

Большое внимание уделено разработке новых технологических методов воздействия пенами и составов пенообразователей, пригодных к использованию в пластовых условиях при наличии солей жесткости, углеводородов, высоких температур и др.

Предложен (Пат. 3185634 США) метод добычи нефти, основанный на проталкивании нагнетаемым газом пенной оторочки, образующейся в результате закачки через нагнетательную скважину не менее 20 % порового объема заранее заготовленной стабильной пены или соответствующего объема водного 0,01...5%-го раствора ПАВ для вспенивания нагнетаемым газом непосредственно в пласте. Пат. 3318379 США предлагает метод образования пены в пластовых условиях при последовательной закачке через нагнетательную скважину 10...30 % порового объема водного или углеводородного 0,01...10%-го раствора ПАВ, способного образовать в контакте с газом устойчивую пену; 0,1...10 % порового объема жидкости, смешивающейся с раствором ПАВ, для продвижения последнего по пласту на расстояние, равное 3...6% расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами; газа в количестве, достаточном для полного вспенивания раствора и продвижения пеной оторочки по пласту. Таким образом, оторочка пены образуется на некотором удалении от призабойной зоны, что исключает ее блокирование. Усовершенствованный технологический процесс вытеснения нефти пеной (Пат. 3529668 США) включает нагнетание в пласт 10...30 % порового объема 0,01...10%-го водного раствора ПАВ. В качестве пенообразователей применяют различные ПАВ, в том числе оксиэтилированный алкилфенол (тип ОП). Формирование пенной оторочки предлагают осуществлять (Пат. 3599715 США) вспениванием мицеллярной водной дисперсии, содержащей 4...20 % ПАВ, 4...45 % углеводородов, 0,001-5 % электролита. Вытеснение нефти с использованием пены в качестве буфера, предотвращающего прорыв вытесняющей жидкости (воды) по наиболее проницаемым пропласткам через оторочку мицеллярной дисперсии, применяемой для вытеснения нефти, предложено в Пат. 3648772 США. Пат. 3311167 США предлагает метод добычи нефти, при котором через нагне-

тательную скважину в пласт вводят 0,1...5%-й водный раствор ПАВ в количестве, достаточном для образования стабильной пены при смешивании с газом (0,5...50 % порового объема). В пласт нагнетают 5...50 % порового объема газа, а затем создают оторочку жидкого растворителя, продвижение которой по пласту осуществляют нагнетанием воды. Объем оторочки растворителя составляет 3...20 % порового объема пласта, в качестве растворителей предлагают кислородсодержащие углеводороды C_3-C_7 . Процесс смешивающегося вытеснения (Пат. 3196944 США) предлагает закачку в пласт 3...20 % порового объема низкомолекулярной углеводородной жидкости с последующей закачкой хорошо вспенивающегося раствора нефтерастворимого ПАВ в количестве не менее 3 % порового объема, что достаточно для образования в пласте пены при контакте с углеводородным газом. Далее закачивают углеводородный газ, в результате чего происходит формирование пенной оторочки между растворителем и газом и ее продвижение по пласту, сопровождающееся вытеснением нефти к добывающей скважине. Предложен метод вторичной добычи нефти (Пат. 3323588 США) с использованием последовательной закачки пен различных ионных характеристик (первичная пена образуется на основе катионоактивного, а вторичная - анионоактивного ПАВ) между кислородсодержащим растворителем (спирты, кетоны, альдегиды, кислоты и их смеси) и вытесняющим агентом, в качестве которого можно применять воду. Пат. 3342256 США предлагает усовершенствовать технологию смешивающегося вытеснения нефти углекислым газом путем закачки перед углекислотой 1...20 % порового объема 0,1...10%-го водного раствора ПАВ, образующего в пластовых условиях пеноподобную дисперсию углекислота-водный раствор ПАВ, обладающую повышенной вязкостью.

Использование пен для блокирования высокопроницаемых обводненных пропластков предлагают Пат. 3460623 и 3547199 США, согласно которым при вытеснении нефти обогащенным газом перед ним закачивают водный раствор пенообразователя, реагирующего на нефть. При этом обогащенный газ образует пену преимущественно в высокопроницаемых зонах с низким содержанием остаточной нефти, пена блокирует эти зоны, отклоняя большую часть газа в низкопроницаемые слои. Затем пена разрушается, позволяя закачиваемому с высокой скоростью сухому газу вытеснять обогащенный газ через пласт.

Пат. 3547199 США для изоляции высокопроницаемых обводненных зон предлагает закачивать в эти зоны чувствительный к нефти водорастворимый пенообразователь с последующей закачкой воды, обеспечивающей более глубокое проникновение пенообразователя в пласт, и газа, образующего в пластовых условиях пену с раствором ПАВ. Чувствительность пенообразующего агента к нефти обеспечивает селективное пенообразование в тех участках пласта, которые преимущественно содержат воду. Циклы обработки повторяют через интервалы, за которые пена в пластовых условиях разрушается.

Пат. 4161217 США после образования между нагнетательной и добывающей скважинами высокопроницаемого канала вследствие закачки горячего маловязкого флюида (пар, горячая вода, горячий CO₂, топливные газы) предлагается нагнетание горячей вязкой пены, образующейся из неконденсирующегося газа и водного раствора анионактивного ПАВ Siponate DS-10 (изододецилбензольсульфонат). Близкое по своей технической сущности предложение изложено в Пат. 2020716 США. В предварительно созданный канал закачивают нагретую пену, образованную водой, неконденсируемым газом и ПАВ. При этом подвижность пены регулируют таким образом, чтобы обеспечить прогрев нефти и ее движение вне канала, по которому движется водная фаза.

Применение пены возможно также в пластах, в которых существенную роль играет не только гидродинамическая неоднородность пласта, но и гравитационные силы (Пат. 1563788 США). Давление, необходимое для закачки пенной системы, больше, чем давление, необходимое для закачки пара, но должно быть меньше давления гидроразрыва. Для закачки используют смесь, состоящую из пара, неконденсируемого газа, водорастворимого электролита и ПАВ.

В ряде патентов предлагают использовать пены с паром в качестве газовой фазы для селективного блокирования высокопроницаемых пропластков. В Пат. 3412793 США предложена временная изоляция пенами высокопроницаемых пропластков на месторождениях, разрабатываемых с помощью циклической закачки пара. Такая изоляция достигается нагнетанием в эти пропластки вместе с паром ПАВ-пенообразователей, образующих в пластовых условиях закупоривающую пену. При снижении пластовой температуры ниже температуры конденсации пара пе-

на разрушается, и ранее изолированные пропластки приобретают прежнюю проницаемость. В качестве пенообразователей предложены алкилфеноксиполиэтиленоксиэтанолы или алкиларилсульфонаты. Пат. 4085800 США предлагает предварительный прогрев высокопроницаемых зон (горячим неконденсирующимся газом или компримируемым до соответствующей температуры CO_2) до температуры, превышающей точку кипения воды при пластовых условиях, с последующим нагнетанием смеси пара и ПАВ, в результате чего в прогретых высокопроницаемых пластинах образуется блокирующая пена.

Развитием этой технологии является работа /6/. В начале разработки нагнетают в пласт пар, чтобы обеспечить возникновение и дальнейшее поддержание процесса испарения и перегонки нефти в пласте. Затем закачивают газ и ПАВ для образования пенной системы. В целях совершенствования технологии закачки пены /7/ пар перед смешиванием с ПАВ, например нефтяным сульфонатом, перегревают на 5...80 °C выше температуры равновесия между паром и жидкостью, благодаря чему ПАВ становится летучим и вводится в пласт в виде аэрозоля.

Интересное техническое решение, основанное на повышении охвата пласта воздействием за счет использования различия в упругоемкости высокопроницаемых и низкопроницаемых пропластков, изложено в патенте /8/. В пласт, не имеющий трещин или прослоек, проницаемостью, резко отличной от средней, закачивают газ, воду и ПАВ. Полученная смесь должна образовать в пласте устойчивую пену. Во время закачки пены в пласт добывающие скважины либо перекрыты, либо работают с небольшим дебитом, чтобы повысить пластовое давление не менее чем в два раза выше рабочего давления вблизи добывающей скважины. Затем пускают в работу добывающие скважины с дебитом, обеспечивающим снижение пластового давления. При этом закачку пенной системы продолжают вести с расходом, равным первоначальному.

Вопросы оптимизации расхода неконденсируемого газа при закачке пенообразующей смеси, содержащей водяной пар, рассмотрены в работе /9/. Предложено применение комбинированной технологии сочетания внутрипластового горения (ВГ) с использованием пенных систем.

В залежи, подпираемые пластовой водой, при наличии вертикальной проницаемости (Пат. 3369601 США) закачивают

раствор ПАВ–пенообразователя, природный газ или воздух для создания при контакте с пластовой водой стойкой пены, служащей барьером, который препятствует рассеиванию вытесняющей нефть тепловой волны, создаваемой при образовании и продвижении фронта ВГ.

Используют пену в сочетании с ВГ в сцепментированных, слабосцепментированных и несцепментированных пластах абсолютной проницаемостью не менее 2 мкм^2 . После создания фронта горения (продвижение фронта на 8...15 м) закачивают раствор ПАВ в негорючей жидкости попеременно или одновременно с воздухом или другим кислородсодержащим газом. При контакте с фронтом горения происходит испарение воды и образование оторочки конденсируемой пены с паром в качестве газовой фазы. В результате высокопроницаемые пропластки временно блокируются (фильтрационное сопротивление возрастает минимум в 5 раз), повышается коэффициент охвата пласта воздействием. В зоне испарения воды и образования пены температура пласта падает, смесь пара с жидкими и газообразными углеводородами вследствие блокирующего действия пены направляется в низкопроницаемые зоны. Воздух, нагнетаемый вслед за раствором ПАВ, создает новую зону повышенной температуры. Затем опять закачивают водный раствор ПАВ. Эти циклы повторяют до тех пор, пока фронт горения не достигнет добывающей скважины. В случае процесса обратного горения циклическую закачку оторочек водного раствора ПАВ и воздуха в нагнетательную скважину проводят после продвижения фронта горения от добывающей до нагнетательной скважины. Предлагаемое соотношение закачиваемых объемов воздуха и водного раствора ПАВ составляет $53\ldots2670 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Необходимое пятикратное увеличение фильтрационного сопротивления обеспечивает концентрация ПАВ не менее 2 % (лучше 4...10 %). Для закачки с водой можно применять ПАВ любого типа (в эксперименте применяли лаурилполиоксиэтиленсульфат аммония, динатриевую соль полуэфира сульфоянтарной кислоты и оксиэтилированного нонилфенола 30%–активности). Лабораторные исследования проводили на вертикальной насыпной модели (диаметр 28 мм, длина 292 мм) при расходе жидкости $220 \text{ см}^3/\text{ч}$ и газа (N_2 или CO_2) $2100 \text{ см}^3/\text{ч}$. Увеличение фильтрационного сопротивления относительно нагнетания смеси воды с азотом возрастает с увеличением концентрации ПАВ. Пат. 4072191 США указывает, что увеличение

фильтрационных сопротивлений тем больше, чем меньше проницаемость пласта.

В Пат. 4127171 США приводится следующий способ добычи углеводородов. В призабойной зоне нагнетательной скважины инициируют горение. Фронт горения продвигают воздухом. После продвижения фронта горения на желаемое расстояние закачка воздуха прекращается и в нижнюю часть пласта закачивают горючие газы (природный газ или смесь водорода и окиси углерода), а в верхнюю – воздух для создания второго фронта горения с температурой приблизительно 800 °С. После в пласт закачивают воду для интенсивного образования пара, водный раствор ПАВ концентрацией 0,001...0,5 % и водный раствор щелочи KOH или NaOH концентрацией 0,01...0,1 %.

Пат. 2095309 Великобритания и Пат. 4393937 США предлагают в качестве пенообразователей использовать олефинсульфонаты, обеспечивающие по данным лабораторных исследований повышение фильтрационного сопротивления в 4...7 раз по сравнению с алкилбензолсульфонатами той же концентрации. Предлагаемый олефинсульфонат должен содержать не менее 50 % олефинсульфонатов $C_{14}-C_{20}$ (оптимально $C_{16}-C_{18}$), не более 50 % разветвленных и 25 % внутренних олефинсульфонатов, т.е. наилучшие результаты дают линейные α -олефинсульфонаты. Соотношение электролит : ПАВ должно быть в пределах 0,5...6 мольных долей пара.

Дальнейшие исследования показали, что эффективное нефтеизвлечение можно обеспечить, применяя ПАВ на основе димера сульфоната и α -олефина с длиной цепи C_5-C_{12} (предпочтительно $C_{11}-C_{20}$) /10/, линейные алкиларилсульфонаты C_{18} /11/ и $C_{18}-C_{30}$ /12/, а также линейный α -олефинсульфонат /13/, например, с длиной цепи $C_{25}-C_{30}$ /14/ и его димер /15/.

Пат. 3993133 и 4389320 США предлагают пенообразующие композиции, способные образовать блокирующую пену с паром в качестве газовой фазы по достижении некоторой максимальной температуры, т.е. только в прогретых до этой температуры высокотроницаемых пропластиках. Для этого включают в состав пенообразующего раствора компоненты, образующие в нем достаточно прочную термолабильную трехмерную пространственную структуру, предотвращающую всепенивание. При нагревании пара и повышении температуры эта структура разруша-

ется, и в прогретых до точки термического разложения участках образуется блокирующая паровая пена. Для этой цели первый патент предлагает использовать водный раствор ПАВ, содержащий диспергируемый в воде полимер с поперечными связями между цепями (полиакриламиды, эфиры целлюлозы, полисахарида), соединение поливалентного металла, образующего с полимером гель в низшем валентном состоянии, и восстановитель. Второй – водный раствор ПАВ, содержащий полимерный загуститель (полиакриламиды, биополисахарида, полиалкиленгликоли), альдегид и, по крайней мере, один фенольный компонент (резорцин, пиракатехин, окисленные фенольные компоненты типа бензохинона, модифицированные танины), а также при необходимости стабилизатор геля и буферный агент.

Довольно сложный состав химреагентов предложен в патенте /16/. К воде, подаваемой в парогенератор, или непосредственно в закачиваемый пар добавляют смесь, состоящую из аммониевой соли неорганической или карбоновой кислоты, галогенид четвертичного аммония, гидрохлорид амина или замещенного амина, либо комбинацию этих веществ, аммиак, соль, которая разлагается с образованием нейтрализующего кислоту либо буферного вещества. Это необходимо для поддержания в растворе $\text{pH} > 7$. Далее в число необходимых компонентов также входят амид карбиминовой или тиокарбиминовой кислоты или производное такого амида, амид трет-алканкарбоновой кислоты или продукт его замещения или алкилирования, либо комбинация этих веществ.

По пути создания сложных композиций пошли и авторы /17/, предлагающие добавлять в пар анионные ПАВ типа алкиларилсульфоната и гидротропный агент (т.е. агент, усиливающий растворимость этих ПАВ в воде).

Широкий выбор ПАВ, которые можно использовать в качестве пенообразователей, ставит перед исследователем задачу выбора состава, наиболее эффективного для конкретных условий. Отбор ПАВ проводят следующим образом /18/. Через пористый материал, заполненный первоначально нефтью или ее эквивалентом, прокачивают пар и после достижения стационарного режима измеряют перепад давления. Параметры пара и скорость фильтрации должны соответствовать условиям вблизи скважины. Затем при тех же условиях проводят нагнетание системы пар+ПАВ и определяют величину снижения проница-

мости. Используют такую пену, которая при движении в нефтенасыщенной пористой среде обеспечивает более чем пятикратное снижение проницаемости, но закачка которой не вызовет гидроразрыва. Для исследования влияния пены на коэффициент вытеснения и охвата пласта пар смешивают с каждым из испытуемых ПАВ таким образом, чтобы пенные системы отличались только составом ПАВ /19/. Каждую пену закачивают в два одинаковых пористых образца, один из которых содержит нефть, а другой - нет. Измеряя долю пены, прошедшей через соответствующий не содержащий и содержащий нефть образец, и степень вытеснения нефти, сравнивают возможности каждого ПАВ с точки зрения регулирования подвижности и степени извлечения нефти. При закачке пенообразующей системы в пласты, склонные к обмену принадлежащих им катионов, может происходить ухудшение свойств нагнетаемого агента.

Для ослабления негативного влияния обменных реакций предложено /20/ нагнетать смесь пара и вспененного ПАВ, которая в основном состоит:

из сульфонатного ПАВ (преобладающее количество), который в отсутствие многовалентных катионов может сообщать системе пар - пена низкую подвижность;

из алкилполиаллоксиалкиленового и алкиларилполиаллоксиалкиленсульфонатного ПАВ (небольшое количество), наличие которого обеспечит низкую подвижность пенной системы в присутствии многовалентных катионов.

Усовершенствование этого способа /21/ предусматривает предварительную обработку пласта до начала закачки пара. Эта предварительная промывка заключается в нагнетании водного раствора, содержащего одновалентные катионы, концентрация которых превышает обменную емкость породы. Этот метод применим только в случае, когда определяющую роль в обменных реакциях играют одновалентные катионы.

При закачке в пласт, имеющий большую обменную емкость, нефтяных сульфонатов в качестве химических добавок предложено использовать амин или алкиларилолуаллоксиалкилены /22/.

Первый шилотный эксперимент по применению пены на участке паротеплового воздействия проведен при пятиточечной сетке скважин на месторождении Мидуей-Сансет (США) (Doscher T.M. и др., 1982). До начала эксперимента участок площадью 0,6 га

в течение 10 лет разрабатывали при вытеснении нефти паром, в результате чего нефтеотдача достигла 35...40 %, паронефтяное отношение превысило 13, а обводненность 95 %. Суммарный дебит нефти по участку не превышал 3 м³/сут. Толщина пласта на участке 120 м. Закачку пенообразователя Thermofoam-BW-B и неконденсирующегося газа (воздуха) для создания в пласте пены проводили в ноябре 1980 – мае 1981 гг. К закачиваемому пару, темп нагнетания которого 75 м³/сут, добавляли 1,6...3,2 м³ раствора пенообразователя массовым содержанием 6 %. Затем закачку пара прекращали и в течение 1...2 ч закачивали только воздух расходом 11,5 тыс.м³/сут. Далее нагнетание пара возобновляли, а закачку ПАВ и воздуха повторяли каждый 4-й день. Таким образом, средняя концентрация ПАВ в пласте составляла 0,53 %. Добыча нефти постепенно выросла к февралю 1981 г. до 3,5 м³/сут, 5,9 м³/сут к марта и в августе до 18,3 м³/сут. Паронефтяное отношение снизилось до 4,2 (т.е. в 3,1 раза). В июне 1981 г. обводненность продукции составляла 66 %. Было замечено, что пенная система начала разрушаться через 3 мес после прекращения нагнетания ПАВ и воздуха. Добыча нефти в среднем по скважинам участка возросла в 4 раза.

Первоначальная цель эксперимента, проводимого на месторождении Мидуэй-Сансет, заключалась в определении рациональной технологии ввода ПАВ. К настоящему времени испытана технология ввода ПАВ в виде высококонцентрированного раствора. Планируют продолжить промысловый эксперимент на месторождении Мидуэй-Сансет, где ПАВ-пенообразователь будут вводить в виде исходного продукта.

Промысловые испытания комбинированной технологии паро-теплового воздействия на пласт с пенным заводнением намечено осуществить на месторождении Керн-Ривер (США). В качестве ПАВ-пенообразователя должен быть использован Siponate DS-10, в качестве электролита – хлорид натрия, а в качестве неконденсирующегося газа – азот. Эти компоненты выявлены при проведении лабораторных исследований (Dilgjen R.E. и др., 1982).

Начаты промысловые испытания на месторождении Керн-Каунти (США), где непосредственно перед и во время закачки пара в скважину вводили различные вещества из специального класса ПАВ. C.M. Blair и др. (1982 г.) считают, что

накопленная к настоящему времени информация о ходе комбинированного воздействия недостаточна для оценки потенциальной эффективности технологии.

На месторождении Норт-Керн-Фронт (США) в несколько паронагнетательных скважин в течение 18 мес вводили ПАВ СОР-180 в объеме 0,42 м³ в неделю. Исследования добывающих скважин показали улучшение профилей приемистости и паронефтяного отношения (Rod L. Eson и др., 1982).

На месторождении Юймень (КНР) в течение двух лет с 1979 г. проводили закачку пены на основе алкилбензолсульфоната натрия, однако эффекта не получено /4/. Лабораторные исследования показали, что потеря этого реагента в пласте за счет образования нерастворимого осадка при взаимодействии с пластовой водой составляет 24,5 %. Этот пример убедительно демонстрирует важность вопроса совместимости используемого реагента с пластовыми водами. В частности, очень важными могут быть вопросы адсорбции. Наиболее подробно они освещены в работе М.Ф.Каримова (1981 г.). Для ОП-10 адсорбция составляет 2,4 мг/г, для неонола примерно 0,5 мг/г.

С целью регулирования движения газа в пласте Сураханского месторождения при добыче нефти методом воздушной репрессии закачивали двухфазную пену с углеводородными растворителями (Мамедов Т.М. и др., 1978). Пластовая вода жесткая. Минерализация 13...15 °Be. Пенообразующая смесь состояла из 2,5%-го водного раствора сульфонола и 17 м³ углеводородного растворителя. После закачки давление нагнетания газа возросло с 0,25...0,27 до 0,41...0,42 МПа. Наблюдалось увеличение дебита. Необходимо отметить, что сульфонол при наличии солей жесткости и углеводородов не пенится.

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Первые попытки применения ПАВ для интенсификации газлифтных скважин сделаны в 1948 г. В настоящее время наиболее широко применяют следующие ПАВ: ОП-10, МЛ-72, МЛ-80, дисолван -4411, серво-1831 и некоторые другие.

Исследования реагентов дисолван-4411 и серво-1831 проводили на газлифтных скважинах месторождения Узень (Муллаев Б.Т. и др., 1979). Предполагали, что эффект от

их применения обусловлен снижением потерь на трение за счет внутриставажинной деэмульсации водонефтяного потока. Отмечены снижение забойного давления и углубление точки ввода газа. Так, по скв. 673 точку ввода газа углубили с 400 до 580 м. Исследования по влиянию расходуемого количества реагента серво-1831 на показатели газлифтного режима скважины – дебит жидкости и удельный расход газа – проведены по скв. 426. Удельный расход газа уменьшился с 60 до 30 м³/м³ при оптимальном удельном расходе ПАВ 80 г/м³. Приведены результаты определения вязкости водонефтяной эмульсии до и после добавления дисолвана-4411 по скв. 1715 – при обводненности 29 % вязкость эмульсии составляла 640 мПа·с, после введения ПАВ вязкость уменьшилась до 61 мПа·с, т.е. более чем в 10 раз.

Аналогичные исследования проведены на газлифтных скважинах месторождения Грязевая Сопка /23/. В газовый поток подавали смесь дисолвана и сульфонола в соотношении соответственно 95...75 и 5...25 % из расчета 100 г смеси на 1 т извлекаемой нефти. Предполагается, что увеличение добычи нефти связано с внутриставажинной деэмульсацией водонефтяной эмульсии. По лабораторным данным, вязкость эмульсии при 20 °С составляла 30...50 мПа·с. Результаты применения смеси ПАВ приведены в табл. 3.

С целью снизить скорость проскальзывания газа через жидкость и сохранить за счет этого дисперсную структуру газожидкостного потока в стволе скважины на Правдинском месторождении испытывали различные ПАВ (Попов В.А. и др., 1983). Применили два метода ввода ПАВ в скважину: непрерывную подачу дозировочным насосом на ГРБ в поток рабо-

Таблица 3

Расход газа, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	
	до подачи смеси	при подаче смеси
434	3	6
810	6	7
443	2	4
740	5	7
1140	9	15
994	11	16
331	2	4

Таблица 4

Скважина	Дебит жидкости, м ³ /сут		Расход газа, м ³ /сут	
	до подачи смеси	при подаче смеси	до подачи смеси	при подаче смеси
780	65	84	3998	3998
	75	92	4995	4995
	83	96	5993	6000
1172	100	138	2000	1987
	112	149	2990	2995
	128	152	3994	3998
	132	153	4990	4988
	136	149	5998	5990
	137	147	6987	6997

чего агента и глубинное дозирование с использованием твердых брикетов. Испытано несколько рецептур смеси жидких ПАВ, включающих метанол, прогалит, сульфонол, дисольван и деэмульгатор Р-11. В состав брикетов входили пенообразователь, карбоксиметилцеллоза и утяжелитель барит. Исследования показали, что наибольшей эффективностью обладает смесь ПАВ, состоящая из 90 % сульфонола и 10 % метанола (который является сильным пеногасителем). Результаты испытаний приведены в табл. 4.

Л.В.Лютин (1958 г.) рассматривал механизм действия ПАВ в газожидкостных потоках. Отмечено, что влияние ПАВ носит двойственный характер. Во-первых, оказывая деэмульгирующее действие, ПАВ разрушает водонефтяные эмульсии, во-вторых, присутствие ПАВ в свободной воде создает лучшие условия для диспергирования газа в потоке.

Проведено исследование деэмульгирующей способности дисольвана и смеси дисольвана с сульфонолом. Опыты проводили на деэмульсационной установке при температуре 60 °С. После добавления ПАВ в водонефтяную эмульсию отбирали пробы объемом 100 см³, отставали их в течение определенного времени и определяли объем выделившейся воды. Установлено, что ПАВ дисольван-4411 обладает хорошей деэмульгирующей способностью при содержании 100 г/т (нефти). За 30 мин из эмульсии, содержащей 30 см³ воды, выделяется 20 см³. Добавление сульфонола в количестве более 20 % дисольвана резко снижает деэмульгирующую способность или значительно увеличивает время деэмульсации. Сам сульфонол

обладает низкой деземульгирующей способностью. При добавлении 100 г его на 1 т нефти за 180 мин из эмульсии выделилось только 3 см³ воды, примерно из 30 см³ содержащейся в эмульсии.

Эффективность применения ПАВ в газлифтных скважинах объясняется двумя факторами: снижением вязкости водонефтяного потока в скважине за счет внутрискважинной деземульгации, снижением плотности газожидкостного потока в НКТ за счет уменьшения проскальзывания газа через жидкость. Уменьшение вязкости водонефтяного потока приводит к снижению потерь перепада давления на трение, однако следует заметить, что обычно потери на трение невелики в сравнении с потерями на преодоление веса столба жидкости в скважине и только при добыче сверхвязких нефей следует принимать их во внимание. Второй фактор связан именно с изменением удельного веса газожидкостного потока. Поскольку ПАВ обладают пенообразующими свойствами, введение их в газожидкостный поток приводит к увеличению истинного газосодержания при той же величине расходного, что снижает удельный вес потока в скважине и ведет к перестройке гидродинамики всей системы скважина – пласт, поскольку сопровождается уменьшением забойного давления и увеличением депрессии. Итак, наиболее важным свойством, которым должны обладать ПАВ, применяющиеся для интенсификации газлифтных скважин, является их способность к пенообразованию.

Поток жидкости в скважине представляет собой смесь нефти и пластовой воды. Химический состав пластовых вод нефтяных месторождений имеет очень широкую структуру, пластовая вода содержит соли жесткости более 250 г/л (хлоркальциевые, магниевые и др.). Поэтому применяющиеся для газлифтных скважин ПАВ должны обладать устойчивостью пенообразующих свойств к высокому содержанию солей жесткости в воде и к присутствию углеводородов в потоке жидкости в скважине.

Как отмечалось выше, основным параметром, определяющим эффективность газлифтного метода эксплуатации скважин, является плотность газожидкостной смеси ρ^0 , которая определяется соотношением /24/

$$\rho = \frac{\rho_{ne} V_{ne} + \rho_r V_r}{V_{ne} + V_r}, \quad (2)$$

где ρ_{ne} , ρ_r - плотность жидкой и газовой фазы соответственно;

V_{ne} , V_r - объем жидкой и газовой фазы в смеси.

Введем понятие кратности смеси K как отношение объема смеси к объему жидкости, из которого эта смесь получена. Тогда соотношение (2) преобразуется

$$\rho = \frac{\rho_{ne}}{K} + \frac{K}{K-1} \rho_r , \quad (3)$$

при $\rho_r \leq \rho_{ne}$ и K не очень большом

$$\rho \approx \rho_{ne} / K . \quad (4)$$

Таким образом, для определения изменения плотности газожидкостного потока при введении ПАВ достаточно определить кратность смеси, образующейся из раствора исследуемого ПАВ соответствующей концентрации.

Плотность пен ($\text{г}/\text{см}^3$) 2%-х водных растворов ПАВ, определенная по кратности, представлена в табл.5 /24/. Установлено, что пенообразователь ТЭАС наиболее эффективен при высоких содержаниях солей жесткости в воде и углеводородов в смеси жидкостей.

В табл.6 представлено изменение плотности пен ($\text{т}/\text{м}^3$) водного раствора ТЭАС различной концентрации в воде, содержащей 10 % CaCl_2 при разной концентрации керосина. Аналогичное снижение плотности при повышении концентрации ПАВ получено и с пластовой водой Прилукского месторождения, содержащей соли жесткости примерно 100 г/л.

Вынос углеводородов изучали на вертикальной стеклянной трубе высотой 2 м, диаметром 25 мм. В трубу заливали 200 см^3 смеси нефти плотностью 854 $\text{т}/\text{м}^3$ и 2%-го водного раствора пенообразователя ТЭАС в различных соотношениях и при различной (до 20 %) концентрации солей CaCl_2 в водном растворе ТЭАС. От баллона через редуктор подавали газ (азот) 10 л/мин, время продувки газом было постоянно и равно 2 мин. Проходя через смесь в трубе, газ всленивал ее и часть выносил в мерную емкость, где с помощью спирта проводили гашение пены и измерение объема вынесенной смеси и отдельно нефти. Для сравнения проведены эксперименты на смеси нефти с водой без добавления ТЭАС. По данным измерений определяли:

Таблица 5

Реагент	На пресной воде при концентрации керосина, %				На соленой воде (5 % CaCl_2) при концентрации керосина, %			
	0	10	30	50	0	10	30	50
Вода	-	0,335	-	-	-	0,335	-	-
МЛ-72	0,080	0,123	0,177	0,115	-	0,335	-	-
МЛ-80	0,076	0,165	0,263	0,335	-	0,335	-	-
Сульфонол	0,075	0,193	0,287	0,335	-	0,335	-	-
Пена-76	0,034	0,052	0,151	0,201	-	0,335	-	-
ПО-ЗАИ	0,046	0,069	0,101	0,131	-	0,335	-	-
САМПО	0,039	0,043	0,064	0,110	-	0,335	-	-
Пенообразователь № 1	0,041	0,065	0,144	0,201	-	0,335	-	-
ОП-10	0,051	0,063	0,101	0,168	0,051	0,063	0,217	0,271
ТЭАС	0,042	0,052	0,067	0,106	0,046	0,060	0,102	0,126
Превоцел	0,034	0,050	0,058	0,094	0,034	0,050	0,183	0,314

Таблица 6

Концентрация ТЭАС, %	Концентрация керосина, %			
	0	10	30	50
2	93	270	335	335
10	33	40	60	90

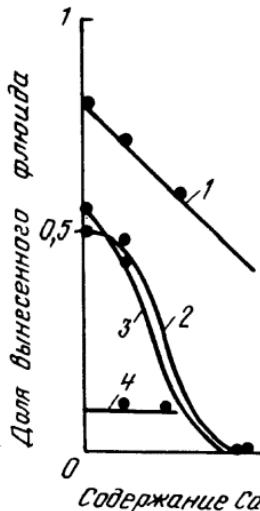
зависимость доли вынесенной смеси и доли вытесненной нефти от процентного содержания солей жесткости в водном растворе ТЭАС;

вынесенную нефть волях ее первоначального объема в смеси при различном содержании солей жесткости в растворе;

кратность смеси и отдельно водного раствора ТЭАС в смеси, которые определяли как отношение объема трубы к объему оставшейся смеси или водного раствора ТЭАС в трубе, если происходил вынос смеси из трубы, или как отношение объема трубы, занятого смесью при продувке газом, к первоначальному объему смеси или водного раствора ТЭАС от процентного содержания солей жесткости в растворе.

Полученные зависимости (рис.5, 6) показывают, что присутствие в смеси углеводородов и солей жесткости снижает пенообразующие свойства, а следовательно, и способность выносить нефть. Особенно это заметно при содержании солей жесткости в воде более 10 %. Отметим, что малое различие между кривыми 2 и 3 на рис.6 указывает, что доля пенообразования нефти в трубе незначительна по сравнению с пенообразованием водного раствора ТЭАС, что, по-видимому, свя-

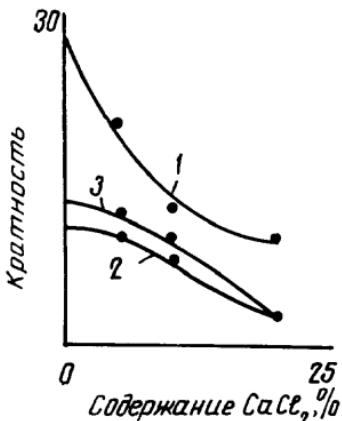
Рис.5. Влияние солей жесткости на вынос жидкости:



1 - доля вынесенного раствора ПАВ при отсутствии углеводородов в смеси (α);
2 - доля вынесенной смеси при добавлении к раствору ПАВ 25 см^3 углеводородов;
3 - доля вынесенной нефти в смеси;
4 - вынесенная нефть в долях ее первоначального объема (β)

Рис.6. Влияние солей жесткости на кратность:

1 - раствора ПАВ при отсутствии углеводородов в смеси; 2 - смеси при добавлении к раствору ПАВ 25 см^3 углеводородов;
3 - раствора ПАВ в присутствии 25 см^3 углеводородов



зано с водорастворимостью данного ПАВ. Близость кривых на рис.5 указывает на то, что соли жесткости не оказывают влияния на изменение доли выноса нефти в смеси, если вынос происходит. Подсчет параметра β показал, что доля нефти в смеси при вспенивании остается постоянной и равной первоначальной доле нефти в смеси (линия 4 на рис.5). Этот же результат имеет место и при другом содержании нефти в смеси, равном 25 % (50 см^3). Правда, в этом случае вынос смеси происходит только при отсутствии солей жесткости в растворе ТЭАС. При большей доле нефти в смеси вынос не происходит. На рис.7 показана зависимость доли вынесенной смеси

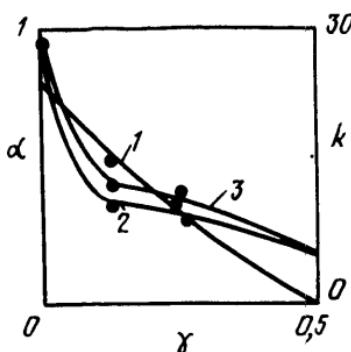


Рис. 7. Зависимость доли вынесенной смеси α (1), кратности смеси (2) и кратности раствора ПАВ (3) от доли углеводородов в смеси γ

и кратности пен от доли нефти в смеси при отсутствии солей жесткости в растворе. Как и выше, отмечается малое всленивание нефти относительно раствора ТЭАС.

По методике /25/ определяли моющие свойства ТЭАС в стационарных условиях /24/. На диск диаметром 30 мм и высотой буртика 5 мм наносили слой нефти, характеризующейся высоким содержанием асфальтосмолистых и парафиновых фракций (до 30 %), температура плавления которых равна 40°C . Диск помещали в раствор ТЭАС и весовым способом определяли долю отмытой нефти за 3 мин при температуре $38,5^{\circ}\text{C}$. Результаты отмыва нефти (доля отмытой нефти, табл. 7) в сравнении с известным моющим ПАВ МЛ-72 показали высокие нефтеотмывающие свойства ТЭАС. Отметим, что при температуре $38,5^{\circ}\text{C}$ отмыть нефть водой без добавления ТЭАС не удается даже за 1 ч, а при повышении температуры воды до 40°C величина отмыва составляла всего 0,1.

Важным вопросом при исследовании пен является определение их вязкости. Рассмотрим сначала область высоких давлений. Поскольку в этой области газовые пузыри занимают

Таблица 7

Реагент	Концентрация ПАВ, %		
	0,05	0,1	2
ТЭАС	0,82 -	0,54 0,82	- 0,77
МЛ-72	0,54 0,75 -	- 0,86 0,69	- - 0,73

несущественную долю объема пены, вязкость в этой ситуации может быть оценена по формуле Эйнштейна.

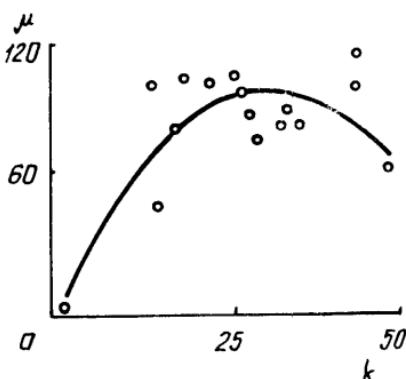
При снижении давления и росте газовой фазы возникает ситуация, аналогичная той, которая имеет место в эмульсиях, когда наблюдается нелинейная зависимость вязкости от доли одной из фаз. Поэтому следует ожидать повышения вязкости пены при снижении давления. Дальнейшее снижение давления, очевидно, должно привести к настолько преобладающему влиянию газовой фазы в пене, что ее вязкость начнет снижаться и в пределе стремиться к вязкости газа. Эти качественные соображения частично подтверждают экспериментальные данные зависимости вязкости пен от их кратности (Качалов А.А., 1970).

Учитывая, что кратность пены обратно пропорциональна давлению, нетрудно получить качественное совпадение этих результатов в области высоких давлений с приведенными выше рассуждениями. Отметим, что соотношение (результаты Качалова А.А., 1970) получено на длинных трубах путем измерения зависимости расхода пены от перепада давления при различных значениях кратности пены на входе в трубу, поэтому оно является интегральной характеристикой пены на всем трубопроводе.

В работе /26/ приведены результаты определения реологических характеристик пен на вискозиметре Reotest. Отмечено, что пены являются вязкопластичными жидкостями. В связи с этим следует заметить, что на данном приборе измерялась не реология пенной структуры, а реологические характеристики набора конечного числа пленок, что связано с малой величиной зазора между цилиндрами прибора. Поэтому полученные данные характеризуют поведение пен в капиллярах или пористой среде и не могут быть перенесены на вопросы гидродинамики пен.

Определение вязкости пен различной кратности проведено на вискозиметре Кеплера с падающим шариком /24/. Пену приготавливали из одного раствора ТЭАС различной концентрации с помощью мешалки. Кратность пены определяли после стекания раствора объемным методом по отношению объема пены к тому объему жидкости, из которого эта пена получена. Результаты определения вязкости пен 1%-го раствора ТЭАС приведены на рис.8. Они показывают существенный рост вязкости пены по сравнению с вязкостью жидкости, из кото-

Рис.8. Зависимость относительной вязкости пены μ от кратности K (сплошная линия - приближение параболической зависимости)



рой эта пена получена. При кратности, равной единице, вязкость системы должна равняться вязкости жидкости. Рост вязкости пены при увеличении ее кратности от единицы качественно совпадает с данными Качалова А.А. (1970 г.). Полученные экспериментальные точки аппроксимируются параболической зависимостью вязкости от кратности.

Подставляя зависимость кратности пены от объемного содержания фаз и используя уравнение состояния газовой фазы $f(P, T)$, получаем зависимость вязкости пены от давления и расходного газосодержания α :

$$\frac{\mu}{\mu_n} = \frac{\alpha}{1-\alpha} f(\alpha - \beta) \left(\frac{\alpha}{1-\alpha} f \right)^2 + 1, \quad (5)$$

где μ_n - вязкость раствора пенообразователя;

α и β - коэффициенты, зависящие от концентрации раствора пенообразователя.

Так, для раствора ТЭАС концентрацией 1 % имеем

$$\mu_n = 1,19 \text{ мПа}\cdot\text{с}; \quad \alpha = 6,36; \quad \beta = 0,1.$$

Большой разброс экспериментальных данных обусловлен в первую очередь невозможностью получения пен одинаковой структуры даже при соблюдении условия постоянства скорости и времени вращения мешалки. Эксперименты проводили с использованием стеклянных шариков малой плотности. Замечено, что применение стальных шариков большой плотности приводит к разрушению пенной структуры под шариком, образованию локально жидкой фазы, что существенно снижало вязкость под шариком. Поэтому металлический шарик практически мгновенно

Таблица 8

Месяц	Q_H , т	Q_r , тыс.м ³ /сут	Q_r/Q_H
До применения ТЭАС			
Июнь	40,7	22,7	558
Июль	42,0	26,8	638
Август	48,5	27,1	559
Применение ТЭАС			
Сентябрь	53,0	28,2	532
Октябрь	53,9	22,2	412
Ноябрь	51,2	21,2	414

* Продуктивность – отношение объема закачки в единицу времени к перепаду давления.

проваливался через пенную структуру. Это замечание косвенно подтверждает зависимость вязкости пены от давления. Полученные результаты позволяют уточнить распределение давления в НКТ газлифтных скважин /24/.

Важны условия применения пенообразователей для интенсификации газлифта. В работе /25/ отмечено, что снижение удельных расходов газа ведет к нивелированию эффекта применения пенообразователей. Более полные промысловые исследования /24/, проведенные с пенообразователем ТЭАС на скважинах Ахтырского и Федоровского НГДУ, показали, что при работе газлифтных скважин преимущественно в четочном режиме газожидкостного потока с низкими удельными расходами газа применение пенообразующих ПАВ нецелесообразно. Эта ситуация имеет место на газлифтных скважинах Федоровского НГДУ. Особенностью скважин Ахтырского НГДУ являются большие удельные расходы газа, определяемые низким текущим пластовым давлением, что обусловливает в основном струйный режим течения газожидкостного потока в НКТ. Применение пенообразователя ТЭАС в этих условиях привело как к увеличению дебита скважин, так и к снижению удельного расхода газа. В табл.8 приведены результаты применения пенообразователей ТЭАС на скв. 168 Рыбальского месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последние годы чрезвычайно вырос интерес к пенным системам как агентам, повышающим нефтеотдачу пласта. Основные направления этих исследований связаны с повышением эффективности тепловых и газовых методов. Выявлены основные факторы, влияющие на эти процессы, и ряд важных закономерностей. Наряду с этим следует отметить, что процесс образования, существования и движения пенных систем в пористых средах весьма сложен и еще очень далек от своего понимания. Поэтому необходимо сосредоточить исследования на изучении особенностей механизма фильтрации пенных систем и их влияния на увеличение нефтеотдачи.

Можно надеяться, что технология применения пенных систем уже в ближайшее время будет внедрена на ряде объектов нефтяной промышленности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жуков И.Н., Полозова Т.И., Шатава О.С. Исследование пенообразующей способности поверхностно-активных веществ в присутствии полиакриловой кислоты // Коллоидный журнал - 1987. - Т. 49, № 4. - С. 758-761.
2. Castanier L.M., Brigman W.E. Selecting foaming agents for steam injection improvement // CEP. - 1985. - Vol. 81, N 6. - P. 37-40.
3. Ziritt J.L., Raz F., Rancel G. Steam-surfactant process: a laboratory research and a fluid application. - 3rd European Meeting on Improved Oil Recovery, Proceedings Actes, ATTL - Roma, 1985, - Vol. 1, N 4. - P. 16-18.
4. Petrol. Explor. and Dev. - 1985. - Vol. 12, N 3. - P. 57-64.
5. Janssen - Van Rosmalch R., De Baer R.B., Keygar P.P.M. Stability of steam foam. - 3rd European Meeting on Improved Oil Recovery, Proceedings Actes, ATTL - Roma, 1985. - Vol. 1, N 4. - P. 329-340.
6. Пат. 4488598 США, МКИ 166 - 252..
7. Пат. 4458759 США, МКИ 166 - 272..

8. Пат. 4601337 США, МКИ 166 - 263.
9. Пат. 4570711 США, МКИ 166 - 272.
10. Пат. 2138869 Великобритания, МКИ Е 21 В 43/24.
11. Пат. 2156978 Великобритания, МКИ Е 21 В 43/24.
12. Пат. 2164978 Великобритания, МКИ Е 21 В 43/24.
13. Пат. 4572294 США, МКИ 166 - 273.
14. Пат. 2177141 Великобритания, МКИ Е 21 В 43/24.
15. Пат. 4576232 США, МКИ 166 - 274.
16. Пат. 4572296 США, МКИ 166 - 303.
17. Пат. 2557198 Франция, МКИ Е 21 В 43/24.
18. Пат. 4488976 США, МКИ 252 - 855.
19. Пат. 4601336 США, МКИ 166 - 252.
20. Пат. 3608612 ФРГ, МКИ Е 21 В 43/24.
21. Пат. 4597442 США, МКИ 166 - 272.
22. Пат. 4643256 США, МКИ 166 - 303.
23. Сулейманов А.Б. и др. Применение ПАВ для интенсификации добычи нефти и газа // Экспресс-информ. / ВНИИ-ЭГазпром. Сер. "Разработка и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений": Отечеств. опыт. - 1985. - Вып. 4. - С. 43.
24. Бернадинер М.Г. Гидродинамика потоков в газлифтных скважинах. - Деп. во ВНИИОЭНГ 10.03.87, № 1376.
25. Бернадинер М.Г., Титова З.П. Метод лабораторного определения отмывающей способности химических реагентов // Нефт. хоз-во. - 1984. - № 2. - С. 45-47.
26. Давутов В.А., Соркин А.Я. Разработка и реологические исследования блокирующего состава для повышения эффективности пенокислотного воздействия // Тр./ВНИИ. - 1984. - Вып. 89. - С. 21-28.

УДК 622.276.64

Бернадинер М.Г., Полищук А.М., Мирошнико-
ва О.П. Применение пенных систем для повышения нефтеотда-
чи пластов и производительности газлифтных скважин. - М.:
ВНИИОЭНГ, 1989. - (Обзор. информ. Сер. "Геология, геофизи-
ка и разработка нефтяных месторождений").

Обзор по основным направлениям развития отрасли.

Посвящен вопросу интенсификации добычи нефти путем ис-
пользования пенных систем в основном при газовых и тепловых
методах. За рубежом в последние годы резко выросло число
публикаций, посвященных этой проблеме.

Рассмотрены особенности механизма фильтрации пенных сис-
тем и вытеснения ими нефти. Выявлены основные факторы,
влияющие на эти процессы, и намечены направления дальнейших
исследований. Приведены данные по применению пенообразовате-
лей, ТЭАС в газлифтных скважинах на ряде месторождений
СССР.

Ил.8, табл.8, библиогр. 26 назв.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	1
Коллоидно-химические свойства пенообразующих ПАВ и пенных систем	2
Пенообразующие ПАВ для методов воздействия на пласт	7
Применение пенообразователей для интенсификации газлифтных скважин	30
Заключение	41
Литература	41

Бернадинер Марк Григорьевич, Полищук Александр Михайлович,
Мирошникова Ольга Петровна

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФ-
ТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗЛИФТ-
НЫХ СКВАЖИН. - М.: ВНИИОЭНГ, 1989.

Ведущий редактор Н.С.Сабанеева

Технический редактор Е.Ю.Лунева

Корректоры Т.М.Булычева, Т.П.Лактионова

Подп.в печать 24.10.88. Т-19676. Формат 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Офсетная печать. Усл.печ.л. 2,56.
Усл.кр.-отт. 2,67. Уч.-изд.л. 2,37. Тираж 1445 экз.
Заказ 4 Цена 47 коп. ВНИИОЭНГ № 1937.
113162, Москва, Хавская, 11, ВНИИОЭНГ.
Тел. ред. 236-61-05.

Типография ХОЗУ Миннефтепрома.
113035, Москва, набережная Мориса Тореза, 26/1.