

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СВОЙСТВ НЕРАВНОВЕСНОСТИ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА В ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ

Application of non-equilibrium properties of dispersive systems for increasing efficiency of underground gas storages in porous formations

Theoretical and experimental investigation of gas recovery from porous formation shows that the efficiency of their realization is connected with control of physical chemical phenomena taking place in heterogeneous porous medium saturated by many phased polydispersed system. On solution of this problem relaxing dispersive system stabilized by surface active substances are widely used for intensification of gas recovery from porous formation; for shielding of undersired fluid flow; for increasing productivity of producing wells.

А.Г. Латыпов,
Уфимский
государственный
нефтяной технический
университет

Практика создания и циклической эксплуатации ПХГ как в водоносных пластах, так и в истощенных месторождениях нефти и газа, приуроченных к активным водонапорным системам показывает, что стабильная и безаварийная работа таких объектов в большинстве случаев ухудшается в силу объективных причин, связанных с процессами:

— неравномерного распространения предназначенного для хранения газа при его нагнетании в пласты с высокой степенью литологической неоднородности по площади и разрезу, что приводит к «растеканию» формируемого газонасыщенного объема за рамки проектных гипсометрических отметок и, как следствие, способствует быстрому обводнению эксплуатационных скважин при последующем отборе из них газа и проявлению сопутствующих осложнений в виде экранирования газа в пласте «языками» обводнения, разрушения призабойной зоны пласта (ПЗП), негативно влияющих в целом на эксплуатационные показатели ПХГ, в том числе на соотношение активного и буферного объемов;

— образования межколонных давлений (МКД) из-за негерметичности крепи скважин ПХГ вследствие проявления как факторов обусловленных эволюцией системы «скважина-пласт» в условиях циклического режима эксплуатации ПХГ, так и факторов технологического характера, связанных с качеством заканчивания и освоения скважин, что вызывает необходимость ограничения параметров эксплуатации такой категории скважин с целью недопущения возникновения на дневной поверхности газовых грифонов или формирования в со-

предельных геологических горизонтах нежелательных техногенных залежей;

— снижения естественных продуктивных характеристик эксплуатационных скважин, вводимых в эксплуатацию после бурения или капитального ремонта вследствие кольматации ПЗП буровым раствором или жидкостями глушения скважин, что в существенной мере снижает потенциальные возможности скважин при закачке и отборе газа, особенно в «пиковых» режимах эксплуатации ПХГ.

Накопленный опыт создания и эксплуатации ПХГ свидетельствует о возрастающем использовании для регулирования отмеченных выше процессов физико-химических методов, в основе которых значительная роль принадлежит дисперсным системам от коллоидных по своей структуре (мицеллярные растворы) до грубодисперсных (пены, эмульсии, суспензии). Высокие значения избыточной поверхностной энергии дисперсных систем, в отличие от однородных веществ, делает их термодинамически неустойчивыми, что является причиной проявления у них неравновесных свойств различной природы (сорбционной, диффузионной, реологической и т.д.).

Интенсификация вытеснения жидкости газом в неоднородных пластах-коллекторах ПХГ

Для интенсификации вытеснения жидкости газом в неоднородных пластах-коллекторах ПХГ, благодаря усилиям ученых и специалистов УГНТУ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ВНИИГАЗА, получили распространение физико-химические методы, основанные на применении газожидкостных систем, стабили-

зированных ПАВ, которые используют в качестве буферного объема между вытесняемой из пласта жидкостью и нагнетаемым в него газом. При этом механизм повышения устойчивости движения границы раздела фаз и, как следствие, увеличения полноты взаимозамещения жидкости газом основан на снижении влияния капиллярных сил в присутствии ПАВ и повышения вязкости вытесняющего агента, которым становится образуемая в пласте газожидкостная дисперсная система (ГЖДС), стабилизированная ПАВ. Пористая среда, содержащая раствор пенообразователя (ПАВ), диспергирует фильтрующийся газ, разрывая сплошность его потока, и генерирует в себе ГЖДС, где дисперсионной средой является раствор ПАВ, а дисперсной фазой — газ.

Микрофотографические исследования на моделях пласта фильтрации, сопровождающейся образованием ГЖДС, стабилизированной ПАВ, показывают, что движение такой системы в пористой среде представляет собой достаточно сложный процесс, который сопровождается передвижением собственно газовых дисперсий, ограниченных пленкой (ламеллой) раствора ПАВ, явлениями их диспергирования и коалесценции, а также разрушением отдельных элементов ГЖДС за счет прорыва газом тонких коллоидных ламелл раствора ПАВ. Жидкость является дисперсионной средой (непрерывной фазой) и совершает движения за счет массообмена в ламеллах, ограничивающих дисперсию газа. При этом гидродинамика процесса определяется не только внешним силовым фактором (перепадом давления), но и взаимодействием элементов, составляющих ГЖДС между собой и поверхностью пористой среды в условиях протекания неравновесных сорбционных и диффузионных процессов на границе раздела фаз и действию по этой причине известных для дисперсных систем такого типа кинетических эффектов Бойса, Гиббса-Марангони, Жамэна, способствующих проявлению у ГЖДС в пористой среде неравновесных макроскопических свойств.

Наблюдаемое проявление упругих свойств ГЖДС, стабилизированной ПАВ, позволяет предполагать, что ее поведение в пористой среде будет неоднозначно описываться вязкостью дисперсионной среды или дисперсной фазы, т.к. неравновесность накопления и высвобождения упругой энергии системы приводит к эффектам, характеризующимся временем релаксации скорости фильтрации и давления. Отмеченная особенность поведения ГЖДС, стабилизированной ПАВ, проявляется в запаздывании

установления равновесной скорости фильтрации и развитии упругого последствия (неустановившейся ползучести) при наложении и снятии внешнего перепада давления, причем продолжительность этих процессов на 2—3 порядка превышает время установления равновесной фильтрации и стационарного поля распределения давления в моделях пласта, насыщенных как индивидуальными флюидами (вода, газ), так и ГЖДС, не стабилизированной ПАВ при идентичных условиях проведения эксперимента (рис. 1).

Подтверждение неравновесных свойств ГЖДС, стабилизированной ПАВ, было получено также и при исследовании характера кривых восстановления давления (КВД) в моделях пласта насыщенных ГЖДС указанного типа, вид которых соответствует полученному А.Х. Мирзаджанзаде и М.Г. Алишаевым решению задачи о восстановлении давления в полубесконечном пласте, насыщенном неравновесной системой, где для малых времен наблюдается медленный, пропорциональный $t\sqrt{t}$ рост давления в отличие от квазиравновесных систем, для которых должен наблюдаться крутой, пропорциональный \sqrt{t} рост давления [1].

Единственной возможной причиной наблюдаемых в экспериментах эффектов запаздывания установления равновесной скорости фильтрации и давления является неравновесность сорбционных и диффузионных процессов на границе раздела фаз в присутствии ПАВ, вызывающих противодействие сил поверхностного натяжения любому изменению формы ламелл ГЖДС, которое проявляется в динамических условиях в виде потерь внешней подводимой энергии на упругие деформации (релаксация давления) и внутривязкие взаимодействия элементов ГЖДС при формировании фильтрационного потока (релаксация скорости). С учетом этих свойств феноменологическая модель поведения ГЖДС, стабилизированной ПАВ в пористой среде похожа на модель поведения вязко-упругого тела, описываемого, например, реологическим уравнением Фрелиха и Сакка, которое в линейном приближении к фильтрации имеет вид:

$$v + \lambda_v \frac{\partial v}{\partial t} = - \frac{\kappa}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \lambda_p \frac{\partial^2 P}{\partial x \partial t} \right),$$

где λ_v и λ_p — время релаксации скорости фильтрации и давления.

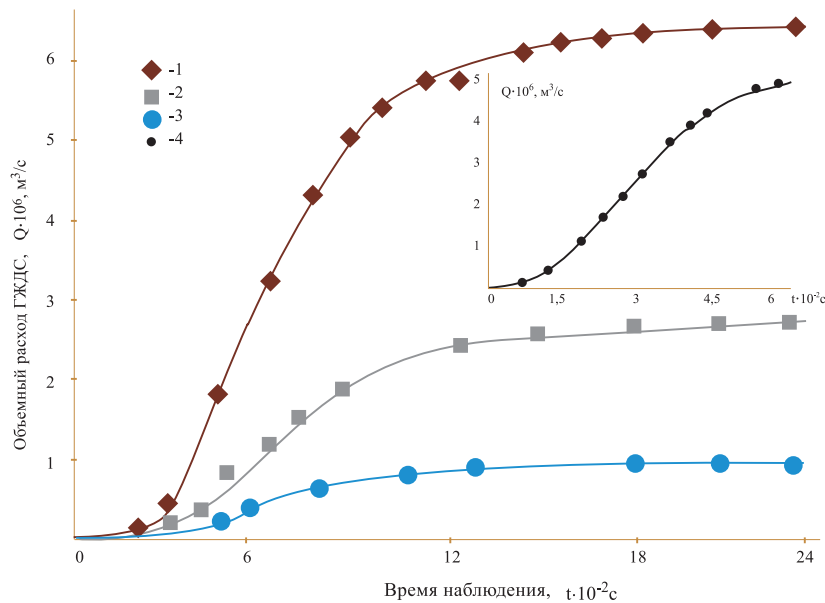


Рисунок 1. Кинетика фильтрации ГЖДС с газосодержанием 75%, стабилизированной ПАВ ОП-10 (0,5% масс.): 1-град $P = 0,2 \text{ МПа/м}$ (модель пласта с $l = 0,6 \text{ м}$; $K = 0,5 \text{ мкм}^2$); 2-град $P = 0,1 \text{ МПа/м}$ (та же модель пласта); 3-град $P = 0,05 \text{ МПа/м}$ (та же модель пласта); 4-град $P = 0,1 \text{ МПа/м}$ (модель пласта с $l = 1,5 \text{ м}$; $K = 1,2 \text{ мкм}^2$).

Неравновесная модель поведения пены в пористой среде позволяет объяснить существующие разноречивые представления о реологической классификации ГЖДС, стабилизированной ПАВ. Это, прежде всего, касается представлений о наличии предельного градиента сдвига для таких дисперсных систем в пористой среде и в свободном объеме при использовании ньютоновской модели вязкости [2—4 и др.]. Проявление неравновесных свойств фильтрации у такой дисперсной системы в пористой среде может быть ошибочно интерпретировано как наличие предельного градиента сдвига в случае, когда продолжительность наблюдения за фильтрацией при наложении внешнего перепада давления составляет величину меньшую, чем время релаксации гидродинамического состояния объема ГЖДС, стабилизированной ПАВ. Лабораторные эксперименты проведенные на моделях пористых сред, насыщенных ГЖДС, которая стабилизирована ПАВ в условиях длительного (превышающего время релаксации) наблюдения за развитием фильтрации при постоянном перепаде давления, а также снятие двухсторонних кривых восстановления давления показали на отсутствие предельного градиента сдвига, превышающего по величине градиент скачка капиллярного давления на границе раздела фаз ГЖДС в пористой среде [5].

Известно [6], что неравновесные свойства обычной газожидкостной системы в пористой

среде проявляются на участках с резко меняющейся насыщенностью (фронт вытеснения, границы геологических разностей) тогда, как в других условиях они мало значимы в отличие от ГЖДС, стабилизированной ПАВ, которая обладает значительной неравновесностью даже в однородном поле распределения насыщенностей. В связи с этим известные в научно-технической литературе кривые фазовых проницаемостей для жидкости и газа в условиях присутствия в пористой среде ГЖДС, стабилизированной ПАВ, отражают предельный случай неравновесности — стационарную фильтрацию в адсорбционно-насыщенной пористой среде [7]. Можно предположить,

что для такой дисперсной системы неравновесные свойства в пористой среде еще в большей мере могут проявиться на участках с резко меняющейся насыщенностью и, по сравнению с пьезопроводностью, окажут доминирующее влияние на гидродинамические процессы, в том числе на распределение фаз при взаимозамещении жидкости и газа, особенно в слоисто-неоднородных пластах.

Впервые установленное проявление в пористой среде свойств неравновесности у ГЖДС, стабилизированной ПАВ (релаксация скорости фильтрации и давления), позволяет отнести ее к реологической категории вязкоупругих систем, которые, как известно, являются эффективными вытесняющими агентами не только в процессах разработки нефтяных месторождений, но и при эксплуатации ПХГ.

Дальнейшее рассмотрение микромеханики поведения ГЖДС, стабилизированной ПАВ, в масштабном приближении индивидуальных пор привело к обнаружению явлений, которые с учетом свойств неравновесности ГЖДС явились основой для совершенствования технологии использования таких систем в качестве вытесняющего агента в пластах при эксплуатации ПХГ.

Микрофотографическое наблюдение за поведением ГЖДС, стабилизированной ПАВ, осуществленное в транспарентных микромоделях пласта показало, что распространение та-

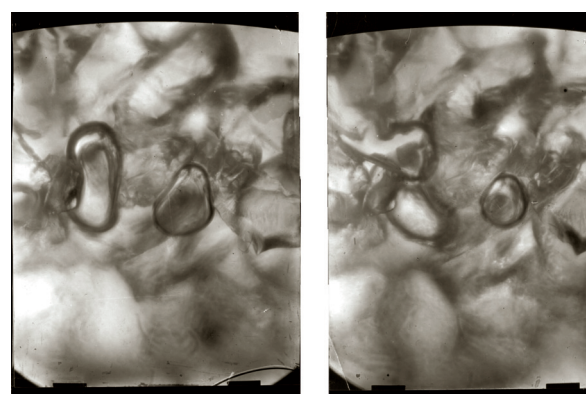
кой системы при наложении внешнего перепада давления сопровождается упругими взаимодействиями составных элементов ГЖДС, имеющих сферическую, ячеистую или полиэдрическую структуру как между собой, так и с поверхностью пористой среды. Установлено, что такие поровые образования ГЖДС (размером 10^{-6} м и выше) по величине внутреннего избыточного капиллярного давления характеризуются как податливые тела, т.е. способные к деформированию при любых давлениях окружающей среды, превышающих величину атмосферного. Поэтому в сужениях поровых каналов наблюдается деформирование элементов ГЖДС в эллипсоидную форму с практически неизменным объемом газовой фазы вследствие крайне малого изменения локальной величины давления в поре. Известно, что площадь поверхности деформированного эллипсоида превышает площадь поверхности первоначально недеформированного и равновеликого по объему сфероида. Такое явление приводит к снижению поверхностной концентрации молекул ПАВ в ламелле, ограничивающей структурный элемент ГЖДС и повышению величины поверхностного натяжения на границе раздела фаз, что является причиной возрастания внутреннего капиллярного давления в деформируемом эллипсоиде и, как следствие, усиления его твердообразности (упругих свойств). Кроме того, межфазная неустойчивость ламеллы при ее локальной деформации в сужении порового канала за счет действия гидродинамического перепада давления инициирует в этой зоне развитие противоположено направленного процесса «залечивания» дефекта поверхности ламеллы, благодаря действию градиента сил поверхностного натяжения (эффект Гиббса-Марангони), стремящегося компенсировать недостаток молекул ПАВ на деформируемом участке ламеллы и предотвратить ее разрыв. На определенной стадии деформации ламелл в сужениях пор к этим неравновесным процессам присоединяется действие кинетического эффекта Бойса [8] (нестабильности цилиндрических пленок), что может привести к смыканию ламелл в сужениях пор за счет сил поверхностного натяжения и образованию в зависимости от кинетических и термодинамических факторов нескольких новых структурных элементов ГЖДС с суммарной поверхностной энергией не превышающей поверхностную энергию деформированного эллипсоида ГЖДС в момент его разделения. Таким образом, в условиях действия гидродинамического перепада давления в пористой среде насыщенной ГЖДС, стабилизированной ПАВ, возможно дальней-

шее развитие процессов диспергирования ГЖДС с увеличением числа ее структурных элементов, на что расходуется внешняя подводимая энергия. Последнее означает усиление роли кооперативных эффектов взаимодействия элементов ГЖДС, в том числе кинетического гистерезиса смачивания, которые в итоге приводят к снижению подвижности ГЖДС в пористой среде, что в соответствии с существующими представлениями об устойчивости движения границы раздела флюидов должно повысить эффективность использования ГЖДС в качестве вытесняющего агента.

Искусственно интенсифицировать процесс диспергирования ГЖДС, стабилизированной ПАВ в пористой среде возможно, если создать такие гидродинамические условия фильтрации, при которых сначала произойдет расширение отдельных структурных элементов ГЖДС в сужениях пор, а впоследствии их сжатие. При инициировании пульсации градиентов давления структурные элементы ГЖДС будут сначала расширяться, а впоследствии при прохождении сужений поровых каналов вытягиваться и дробиться (рис. 2).

Предложенная модель явления не противоречит существующим представлениям об использовании волновых технологий воздействия на дисперсные системы, которые сопровождаются интенсификацией теплообмена, ускорением релакционных процессов, фазовых и химических превращений, способствующих процессам диспергирования, турбулизации процессов перемешивания [1, 9—10 и др.].

Важным практическим элементом интенсификации диспергирования ГЖДС в пористой



а) б)
Рисунок 2. Диспергирование элемента ГЖДС, стабилизированного ПАВ в пористой среде при пульсации давления (увеличено в 400 раз): а) понижение давления; б) повышение давления

среде является обоснование продолжительности наложения на ГЖДС переменных по величине градиентов давления. Отмеченная характеристика, учитывая неравновесность поведения ГЖДС, стабилизированной ПАВ в пористой среде должна быть равной или превышать по длительности время релаксации такой системы для обеспечения перехода ее в квазиравновесные состояния, соответствующие приложенным градиентам давления, для которых характерна различная скорость деформации ГЖДС.

В теории нестационарной фильтрации время релаксации переходных процессов в пористой среде, насыщенной флюидами оценивается выражением, полученным из анализа размерностей параметров, определяющих эти процессы, которое для случая насыщения порового пространства сжимаемым флюидом, с учетом линеаризации коэффициента пьезопроводности, имеет вид:

$$\tau \sim \frac{l^2}{\chi} \sim \frac{m \mu l^2}{k k^* p},$$

где p — характерное давление в пористой среде;

k — абсолютной значение проницаемости пористой среды;

k^* — относительная фазовая проницаемость пористой среды для сжимаемого флюида;

m — коэффициент пористости;

μ — коэффициент динамической вязкости сжимаемого флюида;

l — характерный размер зоны, где генерируется ГЖДС;

χ — коэффициент пьезопроводности.

В приведенном выражении физические характеристики сжимаемого флюида соответствуют газовой фазе ГЖДС, учитывая, что проявление неравновесности сорбционных и диффузионных процессов в ГЖДС на молекулярном уровне, является причиной проявления существенной нестационарности макроскопических свойств таких систем, аналогичных свойствам сжимаемого флюида (газа), который обладает аномально низкой подвижностью в пористой среде в отличие от непрерывной фазы ГЖДС (жидкости), фильтрация которой в равновесных условиях удовлетворяет классическим кривым относительных фазовых проницаемостей.

Для оценки относительной фазовой проницаемости газовой фазы в условиях равновесной фильтрации ГЖДС, стабилизированной ПАВ можно воспользоваться результатами М.Ф. Каримова и М.М. Харисова, которые для случая достижения неснижаемой насыщенности пористой среды раствором ПАВ (например, марки

ОП-10) равной 20 % и соответствующей наиболее высокой степени проявления неравновесности ГЖДС получили выражение:

$$K^* = 1,6 \cdot 0,63^\delta,$$

где $\delta = 3,5 + 12 \ln(1 + 100 C^{1,5})$,

C — концентрация ПАВ в растворе, % (мас).

Необходимо отметить, что относительная фазовая проницаемость по газу зависит от концентрации ПАВ, стабилизирующих ГЖДС и косвенно отражает неравновесность микромасштабных сорбционных и диффузионных процессов в пористой среде. Что касается амплитуды пульсации величины градиента давления при интенсификации генерирования ГЖДС, стабилизированной ПАВ в пористой среде, то эта характеристика выбирается исходя из условий эксплуатации объекта, в котором образуют ГЖДС и технологических возможностей используемого оборудования. Следует отметить, что чем выше амплитуда пульсаций градиента давления, тем эффективнее происходит генерирование высокодисперсной ГЖДС. Ранее на основании оценки распространения насыщенностей флюидов в пористой среде установлено, что характерный размер зоны, в которой наблюдается генерирование ГЖДС при нагнетании газа вслед за оторочкой раствора неионогенного ПАВ с концентрацией близкой к критической концентрации мицеллообразования (ККМ) приближенно соответствует зоне пористой среды, объем которой в четыре-пять раз превышает объем оторочки раствора ПАВ.

Генерирование в пористой среде высокодисперсной ГЖДС, стабилизированной ПАВ должно обеспечить увеличение полноты вытеснения жидкости газом, благодаря повышению твердообразности ГЖДС за счет усиления кооперативных взаимодействий ее составных элементов, в том числе неравновесных кинетических и сорбционных процессов на межфазной поверхности.

Проведенные эксперименты на моделях пористых пластов (табл. 1) с соблюдением положений приближенной теории моделирования процессов взаимозамещения жидкости газом подтвердили, основанный на использовании свойств неравновесности ГЖДС механизм интенсификации вытеснения жидкости газом в однородных и слоисто-неоднородных гидродинамически связанных пластах.

Сравнение различных режимов вытеснения пластовой воды на макрооднородных моделях показало, что эффективность вытеснения жидкости газом при создании пульсации давления нагнетания газа вслед за оторочкой раствора

Таблица 1. Физические параметры моделей пласта.

| Тип модели | Длина модели, м | Толщина прослоев, см | Коэффициент проницаемости прослоев, мкм ² | Объем пор модели, см ³ | Пористость прослоев, % |
|------------------------------|-----------------|----------------------|--|-----------------------------------|------------------------|
| 1. Слоисто-неоднородная, № 1 | 1,5 | 5:5:5 | 13,7:0,4:7,5 | 1790 | 37,5:36:37 |
| 2. Слоисто-неоднородная, № 2 | 1,5 | 5:5:5 | 1,8:0,4:0,7 | 1320 | 37:35:36 |
| 3. Однородная, № 3 | 1 | 5 | 6,1 | 670 | 38 |
| 4. Однородная, № 4 | 1 | 5 | 1 | 660 | 32 |

ПАВ на 10—15% выше, чем в случае реализации режима вытеснения при постоянном давлении нагнетания газа вслед за оторочкой раствора ПАВ (рис. 3).

Проведенные в дальнейшем эксперименты по вытеснению жидкости газом из слоисто-неоднородных моделей пласта показали, что применение оторочек из растворов ПАВ, из которых генерируется неравновесная ГЖДС в условиях реализации режима вытеснения при пульсации давления нагнетания газа с продолжительностью цикла пульсации, определяемым временем релаксации гидродинамического состояния ГЖДС позволяет повысить коэффициент вытеснения жидкости из низкопроницаемых прослоев более чем в 2 раза. При этом интегральный коэффициент вытеснения жидкости газом по всей слоисто-неоднородной модели оказался на 10—20% выше в сравнение использованием других известных способов вытеснения с применением оторочек из растворов ПАВ (табл. 2).

Наиболее возможной причиной наблюдаемой интенсификации вытеснения жидкости газом из слоисто-неоднородного пласта, с учетом рассмотренного механизма поведения ГЖДС в пористой среде, является создание условий для избирательного проникновения вытесняющего флюида (газа) в низкопроницаемые прослои, благодаря генерированию в высокопроницаемых прослоях, преимущественно насыщенных раствором ПАВ, высокодисперсной ГЖДС, обладающей существенной реологической неравновесностью и, как следствие, способностью к ограничению фильтрации дисперсной фазы ГЖДС в течении времени, опре-

деляемого как продолжительностью релаксационных процессов в ГЖДС, так и временем существования неравновесной структуры ГЖДС в пористой среде.

Предложенная модель вытеснения жидкости газом с использованием неравновесной ГЖДС позволяет адекватно интерпретировать полученные экспериментальные результаты в сравнении, например, с известной моделью упруго-капиллярного циклического способа вытеснения при заводнении неоднородных коллекторов нефти (А.А. Боксерман, Ю.П. Желтов, В.Г. Огаджанянц, М.Л. Сургучев и др.), требующей соблюдения определенных условий реализации способа, среди которых одним из основных является обеспечение смачиваемости поверхности фильтрации вытесняющим флюидом для активации процессов капиллярной пропитки.

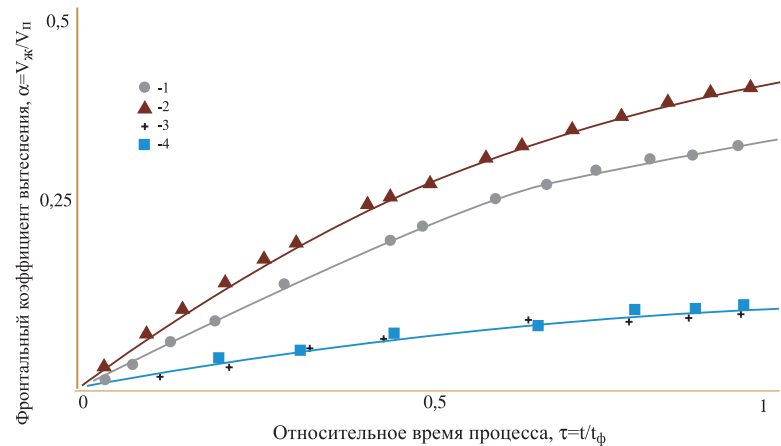


Рисунок 3. Вытеснение воды азотом из однородной модели пласта № 4: 1 — вытеснение при постоянном давлении нагнетания азота с оторочкой раствора ПАВ ОП-10 ($\text{grad } P = 0,05 \text{ МПа/м}$); 2 — вытеснение при переменном давлении нагнетания азота с оторочкой раствора ПАВ ОП-10 ($\text{grad } P_1 = 0,025 \text{ МПа/м}$; $\text{grad } P_2 = 0,075 \text{ МПа/м}$, $T = 60 \div 500 \text{ с}$); 3 — вытеснение при постоянном давлении нагнетания азота ($\text{grad } P = 0,05 \text{ МПа/м}$); 4 — вытеснение при переменном давлении нагнетания азота ($\text{grad } P_1 = 0,025 \text{ МПа/м}$; $\text{grad } P_2 = 0,075 \text{ МПа/м}$, $T = 60 \div 500 \text{ с}$). Объем водного раствора ПАВ ОП-10 с концентрацией 0,5% мас. составляет 15% от объема пор модели пласта ($V_{\text{п}}$); $V_{\text{ж}}$ — объем вытесненной жидкости; $t_{\text{ф}}$ — время подхода фронта вытеснения к концевой части модели пласта.

Таблица 2. Характеристика процесса взаимозамещения воды и газа в слоисто-неоднородной модели пласта № 1

| Технология вытеснения воды газом (*) | Коэффициент вытеснения воды газом (%) в прослоях пласта с проницаемостью (К) | | | Средневзвешенный коэффициент вытеснения воды газом (%) при $\beta r = 8$ |
|--|--|----------------------------------|----------------------------------|--|
| | $K_1 = 13,7,$ мкм ² | $K_2 = 0,4,$ мкм ² | $K_3 = 7,5,$ мкм ² | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. Вытеснение воды при постоянном давлении нагнетания газа (grad $P = 0,038$ МПа/м) | 55 | 7,5 | 26 | 29,5 |
| 2. Вытеснение воды при пульсации давления нагнетания газа (**) | 63 | 10 | 17 | 30,0 |
| 3. Вытеснение воды ГЖДС, образованной из оторочки 0,3% раствора ПАВ ОП-10 при постоянном давлении нагнетания газа (grad $P = 0,038$ МПа/м) (***) | 75 | 11 | 50 | 45,3 |
| Вытеснение воды ГЖДС, образованной из оторочки 0,3% раствора ПАВ ОП-10 при пульсации давления нагнетания газа | 65 | 26 | 65 | 52 |

Примечания: (*) — коэффициент прогона газа через модель пласта во всех случаях составлял величину $\beta r = V_r / V_{пор} = 8$; (**) — переменное давление нагнетания газа реализовывалось во всех случаях при соотношении grad $P_1 / \text{grad } P_2 = 0,025(\text{МПа/м})/0,075(\text{МПа/м})$ с характеристикой продолжительности цикла пульсации 90 с.; (***) — объем оторочки пенообразователя составлял 17% от объема пор модели пласта.

Полученные результаты явились основой для создания усовершенствованной технологии вытеснения жидкости газом из слоисто-неоднородных пластов с использованием оторочек растворов ПАВ (Авторские свидетельства СССР № 911937, № 1173810), предусматривающей реализацию подачи газа в пласт вслед за оторочкой раствора ПАВ при пульсации давления нагнетания, а также технологии предотвращения обводнения ПХГ (Авторское свидетельство СССР № 1028103), предусматривающей создание с помощью ГЖДС, стабилизированной ПАВ, высокогазонасыщенной зоны на участках пласта, по которым наблюдается преимущественное продвижение пластовой воды («литологические окна»), приводящее впоследствии к обводнению эксплуатационных скважин.

Разработанные технологии были внедрены в процесс создания и вывода на циклический режим эксплуатации крупнейшего в Европе Ка-

симовского ПХГ созданного в брахиантиклинальной структуре и приуроченного к верхней части нижнешигровского водоносного горизонта, в средней части которого прослеживается глинисто-алевролитовой прослой толщиной 2—12 м, выполняющий функцию подошвы пласта-коллектора ПХГ.

В начальной стадии создания ПХГ работа некоторых эксплуатационных скважин (№№ 45,46), расположенных в купольной части геологической структуры ПХГ характеризовалась их крайне быстрым обводнением при отборе газа из ПХГ тогда, как продолжительность безводной эксплуатации близлежащих на структуре скважин (№№ 51,48, 38, 34, 32,37) была в 8—9 раз выше. Анализ геофизического материала по исследованиям геологического разреза скважин № 45 и № 46 показал, что условия вскрытия продуктивного пласта этими скважинами таковы, что его кровельная часть

Таблица 3. Сравнительная характеристика эксплуатации скважин №45 и № 46 Касимовского ПХГ

| Сезон отбора газа из ПХГ, гг. | Продолжительность работы скважины, сут | | Средний дебит скважины, тыс. м ³ /сут | | Объем отбора газа из скважины, млн м ³ | |
|-------------------------------|--|----------|--|----------|---|----------|
| | Скв.№ 45 | Скв.№ 46 | Скв.№ 45 | Скв.№ 46 | Скв.№ 45 | Скв.№ 46 |
| 1979—1980 | 18,2 | 17,3 | 58 | 50,3 | 1,06 | 0,87 |
| 1980—1981 | 17 | 17 | 39,8 | 23,9 | 0,67 | 0,4 |
| 1981—1982* | 69,6 | 159,5 | 148 | 300 | 10,35 | 47,8 |
| 1982—1983* | 149 | 150 | 260 | 313 | 38,7 | 47 |
| 1983—1984* | 169 | 167 | 245 | 295 | 40,5 | 49,4 |
| 1984—1985* | 185 | 186 | 210 | 398 | 39,7 | 75,3 |
| 1985—1986* | 148 | 148 | 250 | 369,3 | 37 | 54,6 |

* — отбор газа после внедрения технологии формирования высокогазонасыщенной зоны в «литологическом окне» с помощью неравновесной ГЖДС, стабилизированной ПАВ.

осложнена глинизацией, а ниже искусственно-го забоя скважин в глинисто-алевролитовой подошве пласта-коллектора прослеживается «литологическое окно», представленное песчаником с тонкими прослоями глинистых разностей, через которое и предполагается развитие лавинообразного вторжения воды в купольную газонасыщенную зону ПХГ при отборе газа и, как следствие, полное обводнение отмеченных скважин за короткий срок.

Использование с 1981 по 1985 гг. технологии обработки скважин № 45 и № 46 оторочками раствора ПАВ, предусматривающей формирование с помощью неравновесной ГЖДС, стабилизированной ПАВ, высокогазонасыщенной зоны пласта в окрестности указанных скважин («литологическом окне»), привело к существенному повышению дебита скважин и продолжительности их безводной эксплуатации, что позволило обеспечить промышленный отбор газа с высокими эксплуатационными показателями (табл. 3).

Помимо интенсификации работы указанных выше скважин, на Касимовском ПХГ в период 1979—1985 гг. осуществлялись мероприятия по массивованному физико-химическому воздействию на пласт-коллектор с использованием ГЖДС, стабилизированной ПАВ, с целью повышения уровня газонасыщенности ПЗП той категории скважин, которые характеризовались высокой степенью литологической неоднородности разреза пласта-коллектора, а эксплуатация их происходила с крайне низкими дебитами (30—50 тыс. м³/сут) и значительным водным фактором.

В результате проведенных работ существенно улучшились эксплуатационные показатели скважин, расположенных в зоне с повышенной глинизацией пласта-коллектора, которые стали работать стабильно до конца сезона отбора га-

за из хранилища с дебитами 200—300 тыс. м³/сут.

Сравнительный анализ характера обводнения и данных геофизических исследований этих скважин в процессе эксплуатации показывает, что наблюдаемое улучшение продуктивных характеристик связано с повышением уровня газонасыщения глинизированных водонасыщенных прослоев.

Герметизация скважинного оборудования и консолидация ПЗП

Газовые скважины ПХГ при эксплуатации подвергаются значительным по величине и переменным по знаку динамическим и температурным нагрузкам, а также контактируют с коррозионно-активными средами, что приводит к нарушению целостности обсадных колонн и цементного кольца и, как следствие, возникновению аварийных ситуаций.

В настоящее время для профилактики и восстановления герметичности обсадных колонн скважин широкое распространение получил способ, основанный на нагнетании и прокачивании под давлением через межтрубное пространство скважины различных тампонажных составов, которые образуют на внутренней поверхности обсадных труб герметизирующее покрытие без существенного снижения проходного сечения труб (технология «скользящего тампонирования»). Как правило, используются полимерные или гелеобразующие дисперсные системы, которые при взаимодействии с катализатором полимеризации или коагулянтном способны образовывать композитные материалы с аномальными реологическими свойствами и высоким показателем адгезионной прочности контактного соединения (пластические массы, гели).

Существующие в настоящее время теории адгезионных процессов неоднозначно определяют факторы, которые оказывают доминирующее влияние на адгезионную прочность и механизм происходящих при этом явлений. Установлено, что оказывая воздействие на неравновесные межмолекулярные взаимодействия между контактирующими фазами, а также изменяя когезионные свойства тампонирующего материала (адгезива) можно регулировать в желаемом направлении адгезионную прочность соединения.

Используемые для устранения дефектов герметичности обсадных колонн тампонажные композиции на основе фенолформальдегидных смол, в частности, представляют собой композицию сланцевых фенолов (в том числе простейшего фенола, резорцина, пирокатехина, гидрохинона и др.) в этиловом спирте с содержанием последнего до 29 мас. %, которые характеризуются наличием в молекулярной структуре высокоактивных и реакционноспособных гидроксильных групп, определяющих адгезионные свойства полимера. При этом ухудшение отмеченных свойств может происходить по причине формирования в структуре полимера значительных внутренних напряжений, связанных с его синерезисом (усадкой) как во время, так и после завершения процесса полимеризации.

Рассмотрение химической структуры таких соединений показывает, что регулирование межмолекулярных взаимодействий в продукте полимеризации (герметизирующем покрытии) возможно осуществить, если с помощью специальных добавок химических модификаторов образовать в зоне контакта адгезива и внутри его, наряду с прочными связями, дополнительные менее прочные и легко регенерируемые лабильные межмолекулярные связи. Такие связи характерны для функциональных групп, имеющих в своем составе подвижный атом водорода, а также гетероатомы с необобщенными электронами (например, кислород). При этом сетка прочных химических связей в сочетании с легко регенерируемыми, менее прочными связями создает условия для релаксации перенапряжений и «залечивания» дефектов структуры адгезива, возникающих вследствие действия внешних физических полей, температурных флуктуаций. К категории химических веществ, обладающих указанными свойствами, относятся кислородосодержащие гетероциклические соединения, например: 4-фенил-1,3-диоксан (ФД), 4-метил-4-фенил-1,3-диоксан (МФД). Экспериментальные исследования показали, что введение в тампонажный состав на основе

фенолформальдегидной смолы функциональной добавки последнего в концентрациях 1—2 мас. % позволяет в 1,5—1,8 раз повысить адгезионную прочность соединения полимера с материалом обсадной колонны (Авторское свидетельство СССР № 1661368), а также приводит к возрастанию на 60—65% прочности консолидации несцементированных пористых образцов в случае проникновения и последующей полимеризации тампонажного состава в зоне формирования МКД за пределами обсадной колонны, которая представлена пористой структурой цементного камня или окружающих горных пород (Патент РФ № 2119041). Для регулирования процессов капиллярной пропитки в тампонажный состав вводят оксиэтилированный алкилфенол, поверхностно-активные свойства которого наиболее ярко выражены в области концентраций 0,3—0,5 мас. % (Авторское свидетельство № 1170120).

В качестве материала для тампонирования негерметичности обсадных колонн газовых скважин в последнее время широко используют гелеобразующие агенты на основе коллоидных дисперсных систем, например, кубовый остаток ректификации талового масла сульфатного производства целлюлозы, называемый омыленным таловым пеком (ОТП) и содержащий в своем составе комплекс органических соединений: парафиновые углеводороды, омыленные и неомыленные жирные, а также смоляные кислоты (в т.ч. полимеризовавшиеся) и воду. Образование герметика (вяжущего) из коллоидных водных растворов ОТП обязано коагуляционным процессам, происходящим при введении в такую систему электролитов (коагулянтов).

При исследовании коагуляции коллоидных растворов ОТП электролитами, в том числе продукта этого процесса (коагулюма), было установлено, что введение в состав электролитов (коагулянтов) органических кислот, например уксусной (CH_3COOH) в количестве 2—3 мас. % приводит к повышению прочности адгезионного соединения материала обсадной колонны с коагулюмом на 60—70% (Авторское свидетельство СССР № 1661360), что свидетельствует о протекании в структуре геля, помимо процессов ионной коагуляции, дополнительных неравновесных химических превращений, влияющих на его физико-механические свойства.

С целью диагностирования коагуляционных процессов, происходящих в полимолекулярной коллоидной системе были исследованы инфракрасные спектры поглощения (ИК-спектры) и спектры ядерного магнитного резонанса

(ЯМР) исходного гелеобразователя и полученных на его основе коагулюмов.

Установлено, что при коагуляции наблюдается связывание в коагулюме карбоксильных групп в солевую форму с образованием трудно-растворимых в воде карбоксилатов кальция (по основному коагулирующему катиону), которое диагностируется по расширению полосы поглощений в области $1550\text{—}1600\text{ см}^{-1}$. Последние являются гидрофобными соединениями, способными оказывать влияние на молекулярно-поверхностные явления в аккумуляющей их среде и, как следствие, придавать ей гидрофобные свойства, что является актуальным для условий эксплуатации обводняющихся скважин ПХГ.

При введении в состав коагулянта уксусной кислоты CH_3COOH на ИК-спектрах коагулюма наблюдается изменение полосы поглощения карбонильной группы $\text{C}=\text{O}$, свидетельствующее об образовании водородной связи или ее усилении в структуре коагулюма. В ЯМР-спектре коагулюма, образованного из коллоидного раствора путем введения в него электролита CaCl_2 с добавкой кислоты CH_3COOH наблюдается появление дополнительного сигнала, указывающего на возникновение *O-H* связей, что способствует усилению его физико-механических характеристик.

Тампонирующее обсадных колонн с помощью гелеобразующих систем существенно зависит от морфологии структуры образуемого при коагуляции геля, а также кинетики протекания этого процесса. Микроскопические наблюдения коагуляции коллоидных растворов электролитами в свободном объеме позволили установить, что на контакте геля с электролитом наблюдается образование плотного поверхностного слоя с микроскопически гладким контуром и низкой проницаемостью (мембрана). В переходной зоне от геля к коллоидному раствору прослеживается постепенное разрушение структуры коагулюма в сторону коллоидного раствора. Установлено, что коагуляция коллоидных частиц происходит по диффузному механизму, причем контактный слой геля является проницаемым для ионов электролита и непроницаемым для высокомолекулярных коллоидных частиц раствора. По этой причине процесс гелеобразования является односторонним (в сторону коллоидного раствора) и неравновесным.

Возможность практической реализации гелеобразования в коллоидных растворах с целью получения вяжущего при решении задач

тампонирующего обсадных колонн скважин или консолидации несцементированных пластов в значительной мере зависит от характерного времени коагуляции коллоидных частиц электролитом (времени релаксации) и соотношения этой величины с продолжительностью технологического процесса или функционирования объекта воздействия в целом.

Рассмотрение обратной задачи о гелеобразовании по диффузному механизму позволило установить, что при увеличении концентрации гелеобразующего агента ОТП в водном растворе с 10% до 20% коэффициент диффузии катионов электролита CaCl_2 уменьшается на порядок и составляет в последнем случае величину $10^{-9}\text{ м}^2/\text{с}$. С учетом полученных результатов, характерное время диффузии катионов электролита в коллоидный раствор в предположении, например, образования слоя герметизирующего покрытия толщиной 2 мм на внутренней поверхности негерметичных обсадных труб скважины составит соответственно 400 с и 4000 с. Это свидетельствует о том, что продолжительность процесса образования геля на поверхности труб сопоставима и даже может значительно превышать продолжительность технологических операций по нагнетанию компонентов состава в скважину, т.е. неравновесность оказывает влияние на процесс создания герметизирующего покрытия. Отсюда следует важный для практики ремонтно-изоляционных работ вывод, заключающийся в том, что после нанесения слоя гелеобразующего агента на внутреннюю поверхность обсадных труб необходимо технологически обеспечить в течение вполне определенного времени орошение поверхностного слоя электролитом (коагулянт), например, путем периодической закачки небольших порций последнего в межтрубное пространство скважины.

При образовании же вяжущего с целью консолидации несцементированных пластов толщина слоя гелеобразователя в микропорах несвязанных частиц породы составляет величину порядка $10^{-5}\text{—}10^{-6}\text{ м}$ и рассчитанное время релаксации диффузии катионов для рассмотренных выше комбинаций гелеобразующего раствора и электролита имеет значение порядка долей секунды, что свидетельствует о практически мгновенном гелеобразовании в микропорах. В силу существенной малости отмеченного времени релаксации, по сравнению с продолжительностью воздействия гелеобразующими компонентами на пласт, нестационарностью процесса связывания гелем частиц пласта можно пренебречь и считать его квазистационар-

ным. Приведенное означает, что при нагнетании и последующим прокачивании в пласт оторочки электролита (коагулянта) с целью образования на предварительно покрытой гелеобразующим агентом поверхности минеральных зерен слоя геля снимаются ограничения по темпу нагнетания реагента. Ограничения сверху будут определяться лишь величиной давления гидроразрыва пласта, прочностными характеристиками внутрискважинного оборудования и технологической возможностью используемых насосных агрегатов.

Промышленное применение разработанных технологий и тампонажных составов на основе полимерных и гелеобразующих дисперсных систем осуществляется с 1986 г. на ряде ПХГ (Канчуринское, Совхозное, Акыр-Тюбе, Полторацкое) при проведении ремонтно-изоляционных работ на эксплуатационных скважинах, в которых по результатам геофизических исследований были диагностированы дефекты герметичности обсадной колонны.

При этом отмечается:

- полная ликвидация МКД (в 20% случаев);
- снижение величины МКД до фоновых значений и ограничение их роста впоследствии (в 60% случаев);
- кратковременное (1—3 мес.) снижение величины МКД (в 20% случаев).

В настоящее время на Канчуринско-Мусинском комплексе ПХГ (ОАО «Баштрансгаз») промышленная эксплуатация скважин происходит без возникновения проблемных ситуаций, связанных с МКД, благодаря внедрению в технологический процесс, разработанного по материалам проведенных исследований стандарта предприятия СТП-00154358—93—1 «Инструкция по ликвидации негерметичности обсадных колонн газовых скважин ПХГ».

Дальнейшие экспериментальные исследования, проведенные на моделях несцементированных гранулярных пластов, а также компрессионные испытания образцов кернов горных пород показали, что образование композитного вяжущего материала при коагуляции коллоидного раствора ОТП электролитами в пористой среде позволяет консолидировать несцементированную структуру, преобразуя ее физическое состояние, характерное для хрупкого тела в состояние близкое к характеристике упруго-пластических сред, которые, помимо восприятия внешних нагрузок без разрушения, обладают способностью к упрочнению в случае периодического характера действия указанных нагрузок [11], что является немаловажным фактором в формировании зоны

упрочнения пласта в условиях циклического характера эксплуатации ПХГ.

Разработанные технологии упрочнения несцементированной ПЗП с помощью композитного материала получаемого электролитной коагуляцией из коллоидного раствора ОТП (Авторские свидетельства СССР №№ 1574729, 1608330) использовались на ряде скважин Щелковского ПХГ (ООО «Мострансгаз»), эксплуатация которых при отборе газа осложнялась разрушением ПЗП и сопутствующим выносом песчаного материала, что вызывало необходимость снижения рабочих дебитов по указанной категории скважин вследствие наблюдаемого абразивного износа скважинного оборудования и внутривидовых коммуникаций. Реализация технологий упрочнения ПЗП композитным вяжущим материалом совместно с проведением мероприятий по повышению газонасыщенности слоисто-неоднородного пласта ГЖДС, стабилизированной ПАВ, позволили в сравнении с тремя предыдущими циклами эксплуатации ПХГ обеспечить в 1989—90 гг. стабильный отбор газа из Щелковского ПХГ, благодаря снижению в 4—5 раз количества скважин, аварийно выбывших из эксплуатации по причине пескопроявлений, а также практически полной ликвидации случаев эрозийного разрушения газопромысловых коммуникаций и связанных с этим остановок скважин для проведения ремонтных работ (единицы случаев при отборе газа в 1989—90 гг. против 40—60 остановок в предыдущие циклы).

Неравновесные дисперсные системы могут быть эффективно использованы для повышения эксплуатационной надежности крепи скважин ПХГ, потеря герметичности которой в процессе эксплуатации связана в основном с коррозионным разрушением материала обсадной колонны скважин в результате воздействия окружающей среды, а также дефектами резьбовых соединений труб. При этом движение скважинных флюидов через дефекты герметичности крепи приводит к возникновению МКД, для ограничения развития которых принято оснащать оборудование скважины пакерующими устройствами с целью разобщения пласта-коллектора и межтрубного пространства при одновременном заполнении последнего специально подготовленной нейтральной надпакерной жидкостью, которая позволяет исключить контакт крепи с коррозионно-активной средой, присутствующей в продукции скважины, осуществить тампонирующее герметизирование дефектов герметичности, а также частично разгрузить крепь скважины от геостатической нагрузки и

тем самым предотвратить возможное развитие поперечных и продольных разрушительных деформаций в обсадной колонне.

В этой связи разработан состав нейтральной уплотняющей жидкости (Патент РФ № 2208132) для заполнения надпакерного пространства скважины, которая после приготовления представляет собой многокомпонентную дисперсную систему в виде сложнопостроенной эмульсии по типу «масло в воде», содержащую техническую воду в качестве дисперсионной среды, отработанное компрессорное масло МС-20 в качестве дисперсной фазы, ионогенный ПАВ марки «Сульфанол», бентонитовый глино порошок в качестве эмульгатора и стабилизатора прямой эмульсии, метиловый спирт в качестве вспомогательного ПАВ, гидроксид натрия в качестве активатора глинистых минералов и бактерицида, хлористый кальций в качестве электролита и понизителя температуры замерзания, а также реагент «Азимут-14» (смесь алкилимидазолинов, амидоаминов и неионогенного ПАВ) в качестве ингибитора коррозии и бактерицида.

Качественный и количественный состав ингредиентов, которые составляют прямую эмульсию и определяют ее физико-химические свойства выбирались исходя из целей получения агрегативно устойчивой дисперсной системы, обладающей тампонирующими, ингибирующими и бактерицидными свойствами для термобарохимических условий эксплуатации скважин ПХГ. При этом высокая агрегативная устойчивость эмульсии достигается благодаря совместному протеканию процессов, которые определяют структурно-механический фактор стабилизации границы раздела дисперсной фазы и дисперсионной среды, в том числе:

- образования на границе раздела защитных адсорбционных слоев из ПАВ;
- образования на границе раздела бронирующей оболочки из активированных щелочью глинистых минералов (стабилизация по Пикерингу);
- образования в эмульсии на границе раздела фаз микроэмульсии в результате спонтанного эмульгирования компонентов в присутст-

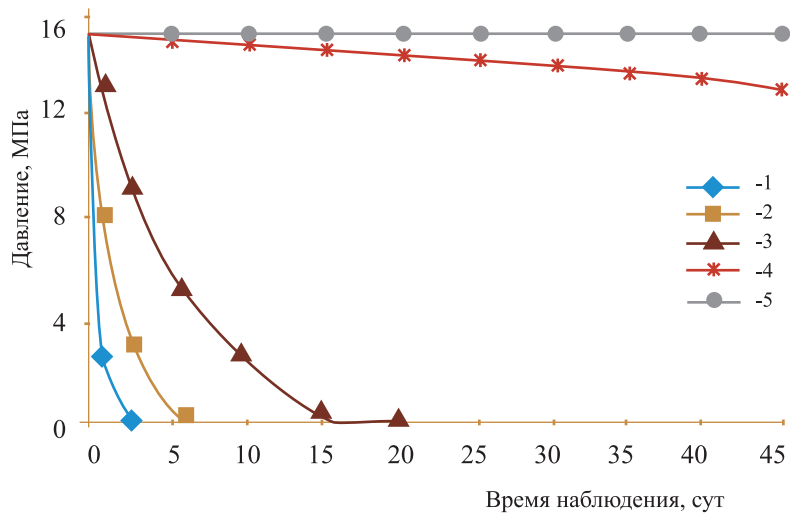


Рисунок 4. Кинетика давления внутри обсадной колонной с негерметичным резьбовым соединением (резьба трапецеидального профиля). 1) обсадная колонна заполнена газом; 2) обсадная колонна заполнена водой; 3) обсадная колонна заполнена надпакерной жидкостью, содержащей КМЦ, асбестовую крошку и воду; 4) обсадная колонна заполнена задавочно-промывочной жидкостью содержащей газовый конденсат, сульфанол, хлористый кальций, глино порошок и воду; 5) обсадная колонна заполнена рекомендованной эмульсионной надпакерной жидкостью по Патенту РФ № 2208132.

вии основного и вспомогательного ПАВ, а также электролита.

Перечисленные процессы, как известно, сопровождаются молекулярно-поверхностными явлениями на границе раздела фаз в эмульсии, причем кинетика формирования приведенных выше поверхностных структур определяется неравновесными условиями массопереноса, которые возникают при наличии градиента концентраций и затухают при достижении равновесного распределения стабилизирующих веществ между фазами. Неравновесность такого вида, как показали проведенные исследования, определяет продолжительность формирования структуры эмульсии и приобретение ею физико-химических характеристик, которые в условиях, приближенных к равновесным, имеют следующие значения: плотность (ρ) — 1030 кг/м³, статическое напряжение сдвига $\frac{\Theta_1}{\Theta_{10}}$ — 27/30 Па, динамическое напряжение сдвига (τ) — 17 Па, температура замерзания — (-45°C), термостабильность — до 100°C, водородный показатель (pH) — 12, что необходимо учитывать при практической реализации технологии приготовления и использования эмульсий в качестве надпакерной жидкости.

Аналитическая оценка движения неньютоновской жидкости с пластическими свойствами в канале щелевой формы показывает, что рео-

логические характеристики разработанной надпакерной жидкости в виде эмульсии являются вполне достаточными для блокирования движения флюида в осложненных гидродинамических условиях проявления МКД (по данным физического эксперимента), например, в негерметичных резьбовых соединениях труб обсадной колонны с максимальной раскрытостью канала утечки 80 мкм и градиенте давления до 0,5 МПа/м в канале резьбового соединения длиной около 9 м. Специальные ингибирующие и бактерицидные добавки в составе надпакерной жидкости позволяют уменьшить по сравнению с водной средой до 100 раз скорость коррозии материала обсадной колонны, а также обеспечить практически полное подавление роста сульфатовосстанавливающих (СВВ) и углеводородокисляющих (УОБ) бактерий, продукты жизнедеятельности которых способствуют развитию коррозионных процессов.

Диагностика и анализ кинетики давления в межтрубном пространстве при экспериментальном исследовании утечек различных флюидов через резьбовые соединения моделей крепи скважин, представляющих собой фрагменты обсадной колонны длиной 1,5 м с наружным диаметром 168,3 мм и оснащенных муфтовым соединением с наружным диаметром 187,7 мм и резьбой трапецеидального профиля показали (рис. 4) на высокую эффективность тампонирувания дефектов герметичности резьбового соединения труб разработанным составом надпакерной жидкости в виде сложно-построенной эмульсии по сравнению с существующими аналогами.

Апробация надпакерной жидкости с положительным результатом герметизации была проведена на Канчуринско-Мусинском комплексе ПХГ при заполнении межтрубного пространства эксплуатационных скважин, оборудованных пакерующими устройствами типа «Ресурс» и «ПВЯГМ-118», по которым согласно данным геофизических исследований были диагностированы утечки газа из ствола скважины через муфтовые соединения обсадной колонны, а также негерметичность посадки пакера, послужившие причиной появления МКД. Дополнительно на основании заключения Башкирского управления Госгортехнадзора РФ и решения геолого-технического совещания Управления по бурению газовых и газоконденсатных скважин ОАО «Газпром» был проведен комплекс ремонтно-изоляционных работ с использованием разработанного состава надпакерной жидкости для полной ликвидации аномалий МКД в поглощательной скважине № 360

полигона промышленных стоков, в результате которого скважина введена в эксплуатацию (МКД в пространстве эксплуатационной и технической колонны, достигавшее величины 12,5 МПа после использования рекомендованной надпакерной жидкости в качестве тампонирующего материала было снижено до нуля и не изменяется в дальнейшем более 5 лет).

Восстановление естественных продуктивных характеристик скважин ПХГ

Проявление свойств неравновесности дисперсных систем может быть использовано для восстановления естественной продуктивности скважин ПХГ после их бурения или капитального ремонта, связанного с использованием технологических жидкостей, содержащих глинистые минералы (растворы на глинистой основе) и способных коагулировать ПЗП.

Известно, что дисперсные системы в виде глинистых суспензии, благодаря своей способности образовывать тиксотропные коагуляционные структуры, приобретают свойства геля и частично остаются в ПЗП после освоения скважины гидродинамическим путем, снижая естественную продуктивность скважины вследствие создания фильтрационных сопротивлений притоку флюидов из продуктивного пласта. Теория устойчивости дисперсных систем позволяет предложить эффективные реагентные способы регулирования реологических свойств глинистых суспензий путем воздействия как на структуру адсорбционных слоев в глинистых минералах, так и на неравновесный механизм взаимодействия их между собой с целью обеспечения эффективной транспортировки таких дисперсных систем из ПЗП при освоении скважин.

Известно [12—14 и др.] доминирующее влияние неравновесных сорбционных процессов на поверхности кристаллической решетки глинистых минералов на формирование сольватной (гидратированной) оболочки последних, которая, обладая аномальными реологическими свойствами, определяет характер кооперативного взаимодействия глинистых минералов между собой и, как следствие, структурно-механические характеристики глинистой суспензии. С учетом этого исследованы и определены из ассортимента наиболее распространенных марок ПАВ, выпускаемых промышленностью, вещества, которые имеют наиболее высокие значения минимума предельной адсорбции и образуют насыщенные адсорбционно-сольватные слои. Последние являются причиной возникновения расклинивающего давления (по Б.В. Де-

рягину) между глинистыми минералами, что способствует ослаблению связей в коагуляционной структуре глинистой суспензии (статического и динамического напряжения сдвига). Создание значительных градиентов давления в ПЗП позволяет в дальнейшем при освоении скважины удалить глинистые образования из пористой среды и обеспечить ее очистку от кольматанта. В качестве реагента для воздействия на структурно-механические свойства глинистой суспензии предложено ПАВ марки алкиларилсульфонат, которое характеризуется наиболее высоким показателем минимума предельной абсорбции (2,53 мг/г твердой фазы с удельной поверхностью 1 м²/г). Экспериментальные исследования воздействия алкиларилсульфоната на глинистую суспензию, образованную из бентонитового глинопорошка позволили установить, что наибольшее влияние на статическое напряжение сдвига (СНС) глинистой суспензии оказывает введение в нее добавки указанного ПАВ в концентрации 5 мас. % по активному веществу, при которой СНС снижается до показателя 0,13 Па против 6,1 Па без применения указанного реагента. Последующие эксперименты, проведенные на моделях ПЗП с абсолютной проницаемостью 18 мкм² показали, например, что после кольматации ПЗП глинистым раствором на бентонитовой основе с удельным весом 1,1 г/см³ в течении 40 час. при градиенте давления 1 МПа/м наблюдаемое восстановление естественных коллекторских свойств при освоении обычным (гидродинамическим) способом составило 0,19% тогда, как применение при освоении ПЗП рекомендованного ПАВ алкиларилсульфонат в концентрации 5% (Авторское свидетельство СССР № 1284297) позволило восстановить до 32% первоначальных коллекторских свойств ПЗП. Установлено, что учет неравновесного характера сорбционных процессов ПАВ на поверхности глинистых минералов необходимо обеспечивать контактирование используемого раствора ПАВ с кольматированной ПЗП в течении не менее 20—24 часов.

В большинстве случаев в составе глинистых минералов, кольматирующих ПЗП могут присутствовать молекулы органических соединений, которые адсорбированы на их поверхности. Генезис этих образований связан, как правило, с адсорбцией последних из газовой фазы нагнетаемого и хранимого в пласте газа, в т.ч. газового конденсата, а также использованием специальных химических добавок органического строения в технологических жидкостях на

глинистой основе для регулирования процессов бурения или капитального ремонта скважин. При этом глинистые минералы, обладая значительной емкостью адсорбции органических соединений, могут образовывать органо-глинистые комплексы, которые характеризуются высокой степенью коагуляции, т.е. способностью формирования прочных конгломератов глинистых минералов, для которых затруднен не только обмен предпочтительными катионами в кристаллической решетке структуры, но и ограничена адсорбция ПАВ, способных создавать расклинивающее давление и обеспечивать разрушение тиксотропной структуры таких комплексов [12].

Проведенные исследования позволили рекомендовать реагент для разрушения органо-глинистых комплексов, являющийся отходом производства синтетических жирных кислот — кислый диспергатор-растворитель (КДР), который содержит в своей составе синергетическую смесь химических реагентов, состоящую из монокарбоновых кислот (муравьиная, уксусная, пропионовая), способных к диссоциации с образованием протона водорода (H⁺) и обладающих поверхностно-активными свойствами, а также органических растворителей (ацетон, метилэтилкетон, метанол, этанол) и воды (Патент РФ № 2124122).

Механизм воздействия КДР на органо-глинистые комплексы, кольматирующие ПЗП может быть представлен следующим образом.

При контакте КДР со структурированной органо-глинистой дисперсной системой растворители, входящие в состав реагента, связывают органические соединения, адсорбированные на поверхности глинистых минералов и переводят их в дисперсионную среду. Протоны водорода (H⁺), образовавшиеся при диссоциации монокарбоновых кислот из данного реагента, получают возможность занять обменные места на деблокированной от органических соединений поверхности глинистых минералов и производят ее дегидратацию, что в конечном итоге приводит к снижению прочности структуры глинистых образований. Предложенный механизм разрушения структуры органо-глинистых образований был подтвержден при исследовании воздействия реагентом КДР на уплотненные в пресс-формах под давлением 0,5 МПа в течении 2 часов образцы глинистого теста, состоящего из воды, глинопорошка аскангель, содержащего до 75% глинистых минералов монтмориллонитовой группы и масла марки МС-20 (до 0,1 мас. %), введенного для моделирования усло-

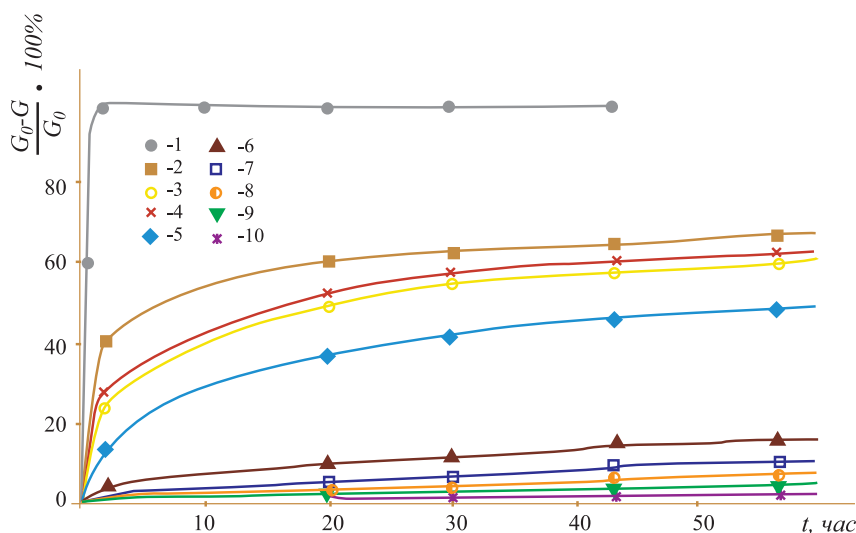


Рисунок 5. Кинетика разрушения образцов глины в различных средах. Обозначения: τ — продолжительность наблюдения; G_0 — начальный вес образца; G — текущий вес образца; $(G_0 - G)/G_0 \cdot 100, \%$ — потеря веса образца. Исследуемая среда: 1 — КДР; 2 — Превоцелл G-1; 3 — Превоцелл WON; 4 — ОП-10; 5 — НЧК; 6 — Сульфасток; 7 — РАС; 8 — КЧНР; 9 — НП-3; 10 — H_2O .

вий загрязнения ПЗП органическими соединениями при нагнетании в скважину газа посредством компрессоров.

Подготовленные образцы, имевшие во всех случаях водосодержание 20 % мас. и габариты 2 см × 2 см × 2 см помещали на перфорированную площадку весов Фигуровского и приводили в контакт со средами, содержащими вещества, которые способны разрушить структуру глинистых образований, благодаря наличию в их составе химически активных группировок, селективно влияющих на механизм ионного обмена. Дополнительно проводили опыт с инертной средой (дистиллированная вода). При проведении исследований в условиях динамического контакта глинистых образцов с различными средами в качестве диагностического признака реофизической стабильности глинистой структуры использовался гравиметрический показатель потери формы глинистых образцов.

Установлено, что реагент КДР оказывает наиболее значительное воздействие на разрушение структуры органо-глинистых образований (наблюдается разрушение до 98% первоначальной формы) по сравнению с другими известными веществами (рис. 5), концентрация которых в исследуемых средах соответствовала показателю максимальной поверхностной активности согласно изотерм поверхностного натяжения (наблюдалось разрушение

от 10 до 60% первоначальной формы образцов).

Промышленное внедрение разработанных составов для очистки ПЗП от кольматирующих глинистых образований проводилось в разные годы на ряде ПХГ (Щелковском, Касимовском, Полторацком, Акыр-Тюбе). В качестве объектов для физико-химического воздействия выбирались эксплуатационные скважины, продуктивные характеристики которых были существенно ухудшены после проведения капитального ремонта или имели

крайне низкие значения при вводе скважин в эксплуатацию после бурения, связанного в обоих случаях с использованием технологических жидкостей содержащих глинистые минералы. Практически во всех случаях использования рекомендованных составов для удаления кольматирующих образований наблюдалось существенное улучшение продуктивных характеристик скважин.

Таким образом, благодаря выполненным исследованиям свойств неравновесности дисперсных систем различного строения (от коллоидных до грубодисперсных) в свободном объеме и в пористой среде, решена проблема повышения эффективности подземного хранения газа в пластах-коллекторах посредством применения таких систем для регулирования процессов взаимозамещения жидкости и газа в слоисто-неоднородных пластах-коллекторах, проведения ремонтно-изоляционных и восстановительных работ в скважинах и ПЗП.

Статья посвящается памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде, под существенным влиянием которого происходило формирование основных научных взглядов по обсуждаемой проблеме и становление научно-педагогической квалификации автора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. — Уфа: Изд-во «Гилем», 1999 — 464 с.

2. Евгеньев А.Е., Турниер В.Н. О реологических свойствах пены в пористой среде // Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. — 1967. — №12. — с. 78—80.

3. Raza S.H. Foam in Porous Media. Characteristics and Potential Applications // Soc. Petrol. Eng. J. — 1965. — Vol.5. — № 4. — p. 295—300.

4. Тихомиров В.К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения. — М.: Химия, 1983. — 262 с.

5. Каримов М.Ф., Латыпов А.Г. О реологической неравновесности пены в пористых средах // Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. — 1979. — №5. — с. 49—53.

6. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984. — 207 с.

7. Каримов М.Ф. Образование и движение пен в пористой среде // Изв. АН СССР. Сер. МЖГ, 1980, № 4. — с. 189—192.

8. Адамсон А. Физическая химия поверхностей. — М.: Мир, 1979. — 586 с.

9. Ганиев Р.Ф., Украинский Л.З. Динамика частиц при воздействии вибрации. — Киев: Изд-во «Наукова Думка», 1975. — 168 с.

10. Фомин В.Н., Малюкова Е.Б., Межиковский С.М. Особенности формирования свойств некоторых полимерных композиционных материалов под влиянием волнового воздействия // ИФЖ, 2005, т.78, № 5. — с. 170—175.

11. Ильюшин А.А. Огибалов П.М. Упруго-пластичные деформации полых цилиндров. — М.: Изд-во МГУ, 1960. — 276 с.

12. Грим Р. Минералогия и практическое использование глин. — М.: Мир, 1967. — 510 с.

13. Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа. — М.: Недра, 1981. — 127 с.

14. Ничипоренко С.П., Круглицкий Н.Н. Управление свойствами коагуляционных структур глинистых минералов // Успехи коллоидной химии: СНС: — М.: Наука, 1973. — с. 190—199.



Латыпов Айрат Гиздеевич, к. т. н., доцент кафедры «Теоретическая механика» УГНТУ, Отличник газовой промышленности, Почетный нефтехимик РФ.

www.ogbus.ru

Кудряшов С.И.

МЕНЕДЖМЕНТ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «НК «РОСНЕФТЬ»

http://www.ogbus.ru/authors/Kudryashov/Kudryashov_1.pdf

Солеотложение остается одним из наиболее серьезных факторов, приводящих к снижению продуктивности добывающих скважин и наработки на отказ погружных скважинных насосов. В настоящее время на месторождениях НК «Роснефть» внедряется система менеджмента солеотложения для более эффективной разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, подбор технологий предотвращения солеотложения, учитывающий особенности конкретных скважин. Опыт ингибирования добывающих скважин позволил провести анализ эффективности и предложить критерии для подбора различных технологических борбры с солеотложением.

Воронова Е.В.

СОЗДАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

http://www.ogbus.ru/authors/Voronova/Voronova_1.pdf

В работе обоснована актуальность совершенствования методов подсчета остаточных запасов и предложен способ оценки распределения плотности остаточных запасов на нефтяных месторождениях в условиях поздней стадии их разработки с целью выборов методов увеличения нефтеотдачи для их доизвлечения.

Мукминов И.Р.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ И СКВАЖИНАМИ С ТРЕЩИНАМИ ГРП

<http://www.ogbus.ru/authors/>

MukminovIR/MukminovIR_1.pdf

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.17 — «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Цель диссертационной работы — уточнение, развитие и разработка новых аналитических методов оценки производительности и определения закономерностей обводнения залежей, эксплуатирующихся с применением горизонтальных скважин и скважин, стимулированных гидроразрывом пласта в коллекторах, анизотропных по вертикали и простиранию пласта; выработка практических рекомендаций, позволяющих максимально использовать преимущества данных технологий разработки месторождений.

Гейхман М.Г.

РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ Пониженных ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ И ИНТЕНСИВНОГО ОБВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

http://www.ogbus.ru/authors/Geyhmann/Geyhmann_1.pdf

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.17 — «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Цель работы — увеличение добывных возможностей газовых скважин путем разработки новых и совершенствования применяемых технологий их ремонта в условиях пониженных пластовых давлений и интенсивного обводнения залежей.

Андреев О.П.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ РЕЖИМОВ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (на примере ООО «Ямбурггаздобыча»)

http://www.ogbus.ru/authors/Andreev/Andreev_1.pdf

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.17 — «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Цель работы — исследование и научное обоснование перспективных энергосберегающих режимов разработки газовых и газоконденсатных залежей и технологических приемов при осушке газа и очистке гликоля.

www.ogbus.ru