

БУРЕНИЕ, РАЗРАБОТКА, ДОБЫЧА

УДК 622.276

ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ: МЕХАНИЗМ ДЕЙСТВИЯ, ИЗВЕСТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КАК ЕЕ РАЗНОВИДНОСТЬ

А.Н. ДРОЗДОВ, В.П. ТЕЛКОВ, Ю.А. ЕГОРОВ
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Обоснован интерес, проявляемый в настоящее время к водогазовому воздействию на пласт. Описаны имеющиеся технологические решения с их преимуществами и недостатками. Предложена технология водогазового воздействия, лишенная этих недостатков. Предоставлены результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению водогазовыми смесями нефти различной вязкости.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, классификация технологий, недостатки технологий, насосно-эжекторная технология.

Большинство отечественных месторождений эксплуатируется с недостаточно высокими значениями коэффициента извлечения нефти (КИН). Это нередко связано с тем, что месторождения России традиционно разрабатываются с искусственным заводнением пластов. Популярность этого метода связана с общедоступностью воды, невысокой стоимостью работ, относительно простотой осуществления процесса нагнетания вследствие наличия гидравлического напора столба жидкости в скважине и возможностью поддержания пластового давления. По этим причинам заводнение существует с XIX века (первый случай искусственного заводнения – месторождение Питхоул Сити в Пенсильвании в 1865 г.) и по настоящее время. Однако заводнение не позволяет получить высоких значений КИН, большая часть запасов нефти остается в пласте, а условия дальнейшего ее доизвлечения заметно осложняются.

Для борьбы с этим негативным явлением Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра) настоятельно рекомендует нефтедобывающим предприятиям использовать для увеличения нефтеотдачи газовые, водогазовые методы, а также методы с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) и др. Особенно перспективными видятся методы водогазового воздействия (ВГВ) на пласт. Они позволяют не только повысить КИН, но и провести утилизацию больших объемов добываемого по-

путно с нефтью углеводородного газа, который часто сжигается на факелах. Водогазовое воздействие на пласт аккумулирует преимущества вытеснения нефти водой и газом и устраняет присущие им недостатки. При использовании ВГВ происходят выравнивание профиля приемистости прискважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины, увеличение коэффициента вытеснения нефти, а также наблюдается значительный прирост коэффициента охвата пласта. Последний увеличивается за счет как уменьшения разницы между подвижностями вытесняемого и вытесняющего флюидов (коэффициент охвата воздействием по площади пласта – horizontal sweep), так и процессов сегрегации воды и газа в пласте (коэффициент охвата пласта воздействием по мощности – vertical sweep).

Во всем мире наблюдается устойчивый рост промышленного применения водогазовых технологий [1]. К настоящему времени технологии водогазового воздействия были применены более чем на 70 месторождениях мира, расположенных как на суше, так и на море. Лишь в единичных случаях промышленного применения ВГВ не удалось получить значительного прироста нефтеотдачи.

Современная классификация технологий водогазового воздействия, которая поддерживается большинством специалистов [1], отражена на рис. 1. Более распространенное направление ВГВ – это попеременная закачка воды и газа в пласт, известная в мире как технология WAG (Water–Alternating–Gas Injection). Размер оторочек воды и газа может варьироваться от 1 до 40 % от нефтенасыщенного объема пласта. В меньшей степени пока применяется другое направление – совместная (одновременная) закачка воды и газа в пласт,



Рис. 1. Классификация технологий водогазового воздействия на пласт

известное как технология SWAG (Simultaneous Water and Gas Injection). Однако совместная закачка воды и газа имеет ряд преимуществ перед попеременной закачкой воды и газа. Так, как показал промысловый опыт (месторождения Rangely Weber, Kuparuk River, расположенные в США, месторождения Siri, Северное море, Joffre Viking в Канаде), совместная закачка воды и газа в виде водогазовой смеси (ВГС) предпочтительнее поочередной закачки агентов. На отдельных объектах месторождения Joffre Viking [2] была использована как попеременная, так и совместная закачка воды и газа. На объекте, в который закачивалась водогазовая смесь, получена большая нефтеотдача по сравнению с объектом, на котором вода и газ закачивались в виде чередующихся оторочек. Кроме того, эксплуатация добывающих скважин на втором объекте была значительно осложнена резкими прорывами газа, при совместной закачке водогазовой смеси газ поступает на забой добывающей скважины более равномерно. В зависимости от давления закачки, компонентного состава газа и нефти процесс ВГВ может быть несмешивающимся, частично смешивающимся и смешивающимся.

Иногда попеременную закачку воды и газа в пласт называют ВАГ-процессом, что неправильно и не несет смысловой нагрузки; этот процесс можно называть чередующимся. Кроме того, полезно в названии способа ВГВ отображать технологию его реализации, например «бустерная технология совместной закачки воды и газа».

В России проведены опытно-промышленные внедрения технологий водогазового воздействия на пласт на различных месторождениях, включая, в частности, Ромашкинское [3], Озек-Суат [3], Гойт-Юрт [3], Журавлевско-Степановское [4], Битковское [5], Федоровское [6] и Самотлорское месторождения [3,7]. В последние годы экспериментальные работы выполнены на Советском [8], Восточно-Перевальном [9], Алексеевском [10], Новогоднем [11], Илишевском [12] месторождениях. Несмотря на большое количество опытных проектов по реализации технологий ВГВ, крупномасштабного применения водогазового воздействия в условиях промысла так и не произошло. Причиной этому стали недостатки известных технологий. В данной статье авторы попробовали выявить эти недостатки и найти технологическое решение, позволяющее эффективно внедрить метод водогазового воздействия в промысловых условиях.

НЕДОСТАТКИ ИЗВЕСТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Попеременную закачку воды и газа представляют компрессорная и бескомпрессорная технологии водогазового воздействия. При *компрессорной технологии* газ нагнетается в скважину с помощью компрессорной станции (от 2–3 до 10 компрессоров высокого давления) в течение некоторого времени (обычно 2–3 мес), затем в скважину нагнетается вода посредством насосной станции. Это самый применяемый способ, но он имеет наибольшее количество недостатков и в первую очередь экономического плана. Стоимость одного компрессора высокого давления (самая простая компрессорная станция – это 2–3 компрессора) составляет 2–3 млн \$ USD. Высокую стоимость имеет газопровод высокого давления (при закачке газа отсутствует гидростатический

напор закачиваемого флюида в скважине) для закачки газа 35–40 МПа и выше. Следует отметить повышенную опасность в эксплуатации газопровода высокого давления. Учитывая вышеизложенное, мы считаем нецелесообразным применение этой технологии на небольшом опытном участке, так как капитальные затраты сверхвысоки и отпугивают нефтяные компании от дальнейшего применения данной системы. Кроме того, компрессорная станция как сложная техническая система часто нуждается в ремонте отдельных элементов, прерывая этим постоянство цикла закачки газа. Компрессоры высокого давления имеют ограничения по составу перекачиваемого газа (содержание жидких фракций, а это при высоких давлениях C_3 и выше, не более 5 %) и позволяют перекачивать только сухой газ, что негативно влияет на нефтеотдачу пластов.

Известна также *бескомпрессорная технология* с использованием газа из газовых пластов. Ограничения в ее применении следующие: во-первых, не всем месторождениям сопутствуют высоконапорные газовые пласты, во-вторых, часто давления на устье газовых скважин (8,0–12,0 МПа) недостаточно для закачки газа в нагнетательные скважины. Газ приходится «дожимать» с помощью каких-либо устройств.

Нужно еще отметить, что часто при воздействии на пласт оторочками воды и газа падает относительная проницаемость прискважинной зоны пласта по воде (более чем в 10 раз, например, для Илишевского месторождения). Это происходит из-за чрезмерного насыщения пласта вблизи нагнетательной скважины газом.

Совместная закачка воды и газа представлена технологиями с использованием различных бустерных плунжерных насосов и струйных аппаратов (СА). Одной из перспективных технологий закачки водогазовых смесей является *технология, использующая бустерные (дожимные) насосы плунжерного типа*. Плунжерные бустерные установки нуждаются в большом давлении газа на приеме (давление порядка 10,0 МПа), так как степень сжатия насосом ВГС не больше 4. Следовательно, в отсутствие высоконапорных источников газа невозможно уйти от использования компрессора. Кроме того, в связи со сжимаемостью газа значительно уменьшается коэффициент заполнения рабочей камеры, а следовательно, снижается производительность установки по ВГС. Для увеличения производительности установка должна иметь значительные размеры. При высоких давлениях нагнетания межремонтный период бустерных установок значительно сокращается.

Известны *эжекторные технологии совместной закачки воды и газа* (с применением струйных аппаратов, расположенных на поверхности или над забоем скважины). К сожалению, создавая достаточно однородную водогазовую смесь, эти технологии могут применяться лишь в ограниченном количестве случаев. Это связано в первую очередь с невозможностью создания струйным аппаратом высоких давлений нагнетания ВГС. При расположении СА на забое скважины невозможно регулировать его работу без подъема устройства на поверхность.

Положительной особенностью всех технологий совместной закачки водогазовой смеси, нагнетающих воду и газ в виде водогазовой смеси, является то, что проницаемость пласта рядом с нагнетательной скважиной не изменяется.

ЭФФЕКТИВНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

Авторами предлагается насосно-эжекторная технология водогазового воздействия на пласт [13], позволяющая использовать преимущества как СА, так и центробежных насосов. Принципиальная схема данной технологии представлена на рис. 2.

Эта технология предполагает получение с помощью насосно-эжекторной системы мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на поверхности с последующей закачкой ее в пласт. Газ от низких давлений (например, давление в трехфазном сепараторе составляет всего лишь 0,4 МПа) дожимается до давлений, необходимых для закачки смеси в пласт (до 15,0–20,0 МПа). Таким образом, технология дает возможность избежать необходимости высокого давления газа на приеме. Использование в системе поверхностно-активных веществ позволяет не только снизить вредное влияние газа на работу дожимного насоса центробежного типа, но и повысить степень вытеснения нефти смесью. Кроме того, присутствие ПАВ в составе рабочего агента позволяет создать стабильную мелкодисперсную водогазовую смесь, способную транспортироваться с поверхности в пласт, не разделяясь на составляющие. «Броня» газового пузырька (оболочка из ПАВ) надежно разделяет газ и воду даже при очень высоких давлениях, снижая также вероятность образования газогидратов в стволе скважины и пласте. При других технологиях, без присутствия ПАВ проблема гидратообразования остается нерешенной.

На рис. 3 показана аппроксимированная в РГУ нефти и газа зависимость вязкости ВГС от концентрации в ней газовой фазы.

Аппроксимация проведена на основе математических моделей вязкости водогазовых смесей ВНИИГАЗ, Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Буевича и Сафрая, Вахолдера и Хетсрони. Как показал анализ этой

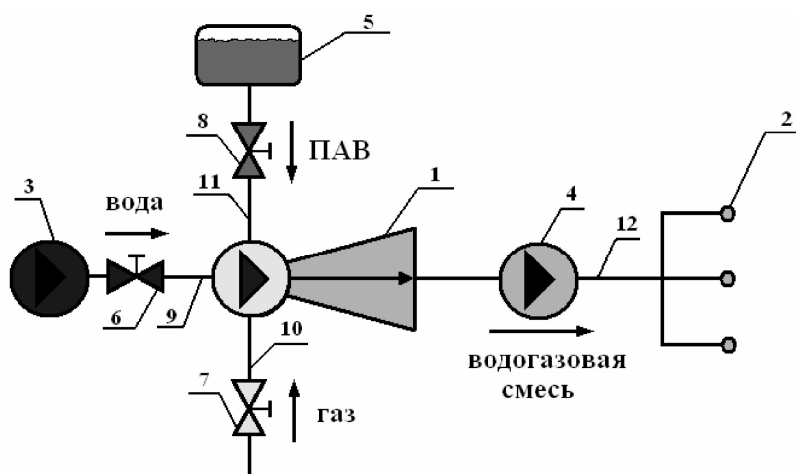


Рис. 2. Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ:
1 – эжектор; 2 – нагнетательные скважины; 3 и 4 – насосы; 5 – емкость с ПАВ; 6, 7 и 8 – регулируемые задвижки; 9 – линия нагнетания воды; 10 – газовая линия; 11 – линия подачи ПАВ; 12 – линия закачки водогазовой смеси

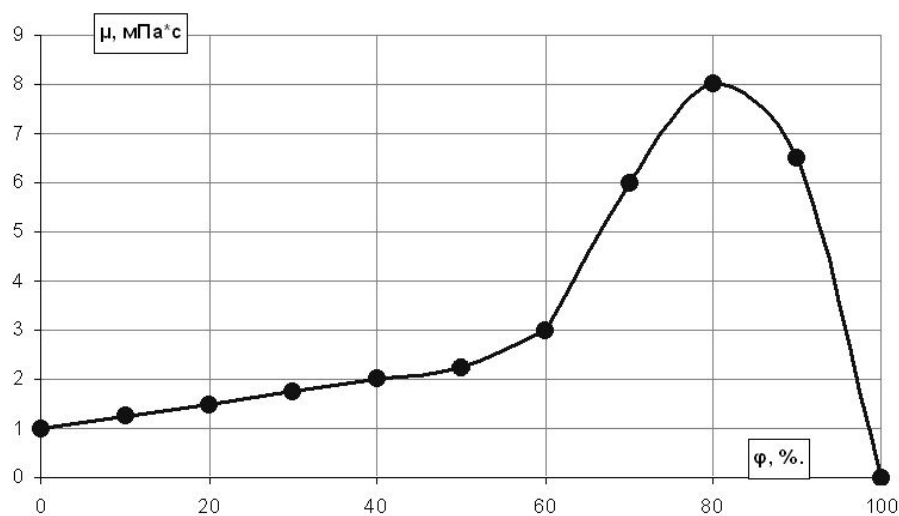


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости мелкодисперсной ВГС от газосодержания смеси

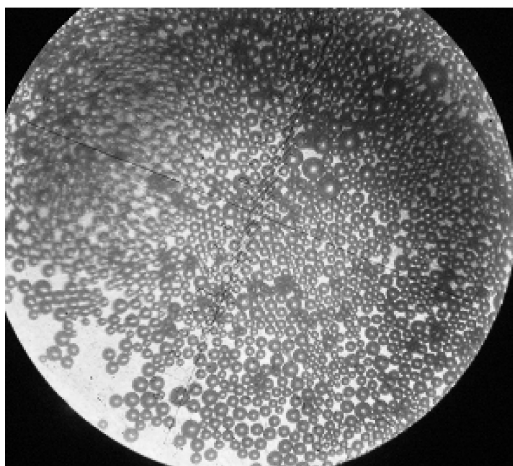


Рис. 4. Структура газожидкостной смеси

зависимости при невысоких газосодержаниях (до 50–60 %) мелкодисперсная водогазовая смесь ведет себя как эйнштейновская жидкость, вязкость которой описывается уравнением Эйнштейна:

$$\mu = \mu_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \varphi),$$

где μ_0 – вязкость дисперсионной среды; α – коэффициент формы частиц; φ – объемная доля дисперсной фазы.

Газовые пузырьки в смеси в присутствии стабилизирующих ПАВ имеют, как видно на рис. 4, шарообразную форму. Форма пузырьков, облаченных в бронирующую оболочку ПАВ, сохраняется под действием внешних сил: давления, соударений со стенками труб, с поверхностью пласта, с другими такими же пузырьками. Пузырьки газа ведут себя как твердые частицы. Поэтому в уравнении Эйнштейна коэффициент α принимаем равным 2,5. При возраста-

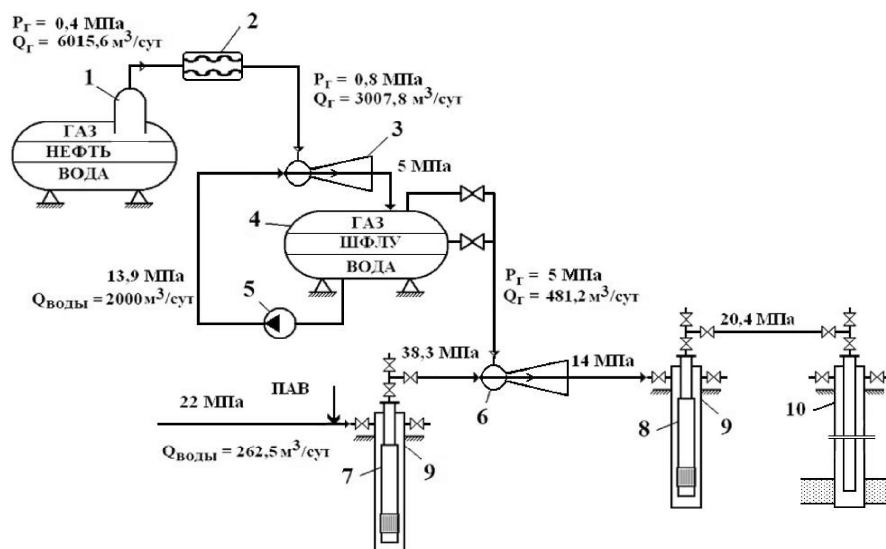


Рис. 5. Одна из схем реализации насосно-эжекторной технологии водогазового воздействия на пласт:

1 – трехфазный сепаратор; 2 – винтовой компрессор; 3 – эжектор первой ступени; 4 – емкость высокого давления (5 МПа); 5 – подпорный насос первой ступени ВНН8-2000; 6 – эжектор второй ступени; 7 – подпорный насос второй ступени ЭЦН7А-340; 8 – дожимной насос ЭЦНП7-470; 9 – шурф; 10 – нагнетательная скважина

нии содержания газа в ВГС (> 50 %) обнаруживаются все большие отклонения от закона Эйнштейна, что является следствием плавного перехода ВГС из состояния газированной жидкости в состояние пенной системы. Водогазовую смесь с высоким газосодержанием не рекомендуется применять, так как вместе с резким ростом вязкости смеси сильно увеличиваются фильтрационные сопротивления в призабойной части пласта и соответственно затраты энергии на закачку ВГС в пласт.

При закачивании же, например, ВГС с объемным газосодержанием 30 % вязкость ее в 1,75 раза выше, чем для воды. При закачке этого агента выравнивается приемистость прискважинной зоны пласта, увеличивается дренируемая часть пласта, а следовательно, возрастает коэффициент охвата по площади.

Насосно-эжекторная технология использует только промышленно выпускаемое оборудование, не имеющее дорогостоящих или ненадежных элементов. В частности, струйные аппараты (эжекторные устройства) характеризуются простотой конструкции, низкими капитальными вложениями на их изготовление. В устройстве СА отсутствуют какие-либо движущиеся детали, что положительно влияет на общую надежность системы. Эта технология может применяться как на отдельных скважинах, кустах скважин, так и целых месторождениях. Центробежные насосы используются практически на всех месторождениях нашей страны, их межремонтный период достаточно высок, персонал умеет с ними обращаться.

Немаловажным замечанием является то, что при этой технологии нет ограничений по составу закачиваемого газа и поэтому можно закачивать сухой газ, обогащенный, жирный вплоть до широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), что очень важно для увеличения нефтеотдачи.

Интересным вариантом насосно-эжекторной технологии ВГВ является *насосно-компрессорная технология* закачки ВГС. Ее сущность заключается в том, что давление газа, поступающего в приемную камеру эжектора, повышается за счет использования так называемого «струйного компрессора», состоящего из струйного аппарата (эжектора), подпорного насоса, емкости высокого давления (например, 3 МПа). Такой вариант насосно-эжекторной системы более функционален, дает возможность подобрать эжектор с меньшим значением коэффициента инжекции, который обладает более высоким безразмерным перепадом давления, и при постоянном рабочем давлении перед соплом эжектора позволит получить более высокое давление ВГС на выходе из системы. Вариант реализации данной технологии показан на рис. 5.

Таким образом, предложенные технологии реализации водогазового воздействия на пласт – насосно-эжекторная и насосно-компрессорная – позволяют преодолеть недостатки, свойственные другим технологиям.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Известны результаты многочисленных экспериментов по определению эффективности вытеснения нефти из пласта водогазовыми смесями, авторами которых являются Е.И. Лискевич, Ю.М. Островский, Г.Н. Пияков, Г.С. Степанова. Наряду с экспериментами по вытеснению маловязких нефтей из модели пласта [13, 14], авторами данной статьи опубликованы результаты вытеснения нефти повышенной вязкости до 70 мПа·с в работе [15]. Это связано с тем, что эффективность вытеснения нефти повышенной вязкости с помощью ВГВ исследована недостаточно, несмотря на то, что в России имеется значительное количество месторождений нефти повышенной вязкости с большим количеством попутно добываемого газа. Кроме того, известен положительный эффект от применения ВГВ после заводнения на месторождениях нефти повышенной вязкости, таких как Lick Creek (вязкость нефти – 160 мПа·с) и Wilmington (вязкость нефти – 180–410 мПа·с) [1]. Была исследована динамика вытеснения модели нефти МВГС при различных ее газосодержаниях и построена зависимость коэффициента вытеснения от величины газосодержания смеси, представленная на рис. 6.

Для получения более полной зависимости выполнены эксперименты по вытеснению нефти водой, газом (см. рис. 6, газосодержание смеси составляет 1,0) и раствором ПАВ (см. рис. 6, газосодержание смеси – 0,0). В качестве модели пласта использованы как насыпные модели пласта, так и колонки естественного керна. В качестве вытесняемого флюида – нефти – использовались изовискозные в пластовых условиях рекомбинированные пробы нефти.

Кроме того, проведены исследования эффективности ВГВ как способа увеличения нефтеотдачи после заводнения. При заводнении в качестве рабочего агента применялась вода с ПАВ в концентрации, равной концентрации ПАВ в исследуемых ВГС. Это было необходимо, чтобы полученный прирост

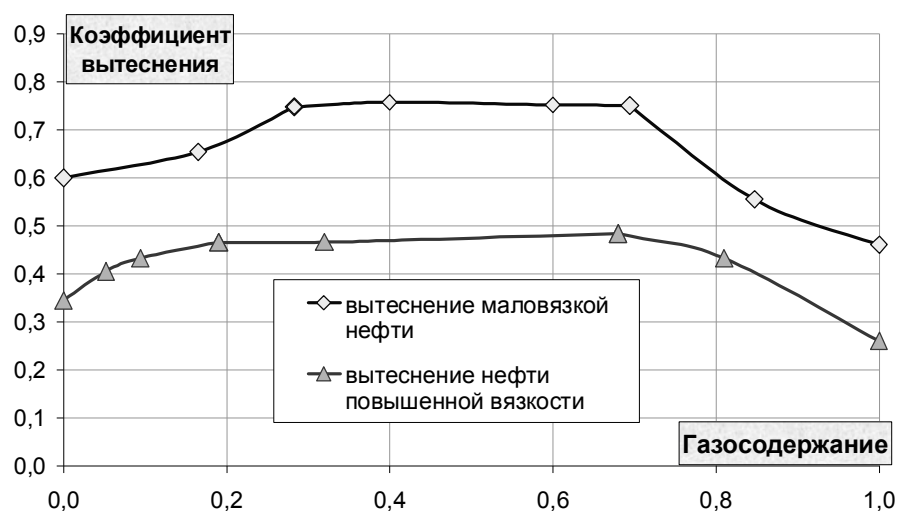


Рис. 6. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от газосодержания вытесняющей ВГВ

добычи нефти характеризовался только использованием ВГВ. Из анализа рис. 7 следует, что применение ВГВ как способа довытеснения нефти после заводнения позволяет достичь прироста коэффициента вытеснения в размерах до 10 %.

По результатам фильтрационных исследований сделаны следующие выводы.

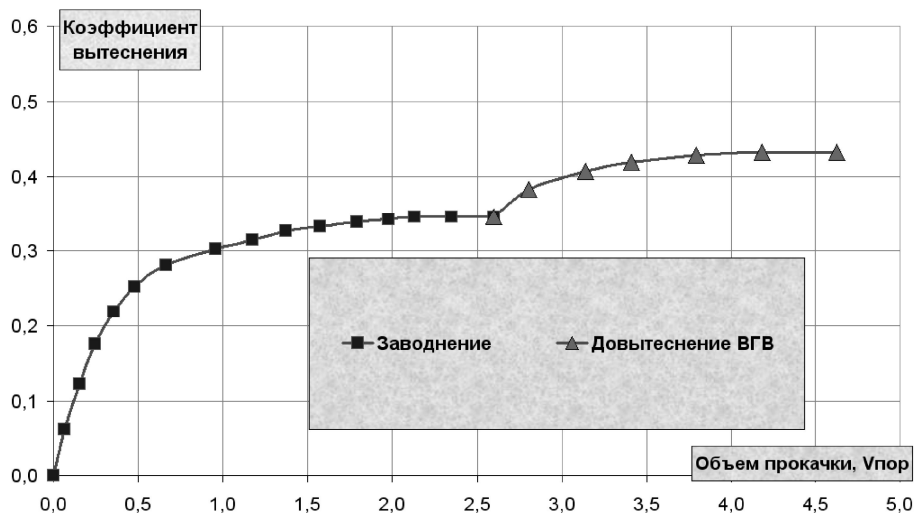


Рис. 7. Применение ВГВ как метода повышения нефтеотдачи: зависимость коэффициента вытеснения нефти (фильтрационный аналог КИН) от количества прокачанных через пласт объемов жидкости (модель пласта – естественный керн)

1. При использовании водогазовой смеси коэффициент вытеснения нефти значительно выше по сравнению с вытеснением раствором ПАВ или газом. Прирост коэффициента вытеснения при использовании МВГС составляет 14–30 % для маловязкой и 14–22 % для высоковязкой нефти.

2. Существует область оптимальных газосодержаний водогазовой смеси (25–75 %), для которой коэффициент вытеснения не зависит от газосодержания и равен 74–76 и 46–48 % для нефти соответственно маловязкой и повышенной вязкости.

3. Водогазовое воздействие на пласт является эффективным способом увеличения нефтеотдачи на длительно эксплуатируемых месторождениях, позволяющим получить значительный прирост конечной добычи нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. – SPE 71203, SPERE & E Journal, 97–106, April 2001.
2. Stephenson D.J., Graham A.G., Luhning R.W. Mobility Control Experience in the Joffre Viking Miscible CO₂ Flood. – SPERE, 193, August 1993.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. Поваров И.А., Ковалев А.Г., Кудинов В.И. и др. Интенсификация добычи нефти из обводненных нефтяных пластов путем попеременного нагнетания воды и газа//Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 12. – С. 25–28.
5. Иванишин В.С., Карнаушевская Ж.И., Лискевич Е.И. Об эффективности создания газовой репрессии на Битковском месторождении//Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 2. – С. 35–38.
6. Мамлеев Р.Ш., Прокошев Н.А. Опыт закачки водогазовой смеси для повышения нефтеотдачи пластов//Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 3. – С. 32–34.
7. Ефремов Е.П., Ваишуркин А.И., Трофимов А.С. и др. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения//Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 12. – С. 36–40.
8. Крючков В.И., Ибатуллин Р.Р., Романов Г.В. и др. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению//Интервал. – 2002. – № 6. – С. 46–50.
9. Зацепин В.В., Черников Е.В. Некоторые вопросы реализации водогазового воздействия на Восточно-Перевальном месторождении//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 44–47.
10. Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Вафин Р.В. и др. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении//Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 6. – С. 23–31.
11. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Левочкин В.В. и др. Водогазовое воздействие на Новогондом месторождении//Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 40–43.
12. Калимуллин А.А., Хасанов Р.С. Технологии ОАО «АНК «Башнефть» на службе экологической безопасности//Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 3. – С. 21–23.
13. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения//Территория Нефтегаз. – 2006. – № 3. – С. 48–51.
14. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты//Территория Нефтегаз. – 2006. – № 2. – С. 54–59.
15. Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А. и др. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1. – С. 58–59.

Александр Николаевич ДРОЗДОВ родился в 1957 г., окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина. Доктор технических наук, профессор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Автор 150 работ в области добычи нефти и газа.

Alexander N. DROZDOV (b. 1957) graduated from the Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry in 1979, now Russian State University of Oil and Gas. D.Sc. (Eng.),

professor of Russian State University of Oil and Gas. Author of 150 publications in the field of oil and gas production.

Виктор Павлович ТЕЛКОВ родился в 1982 г., окончил в 2005 г. Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Кандидат технических наук, ассистент РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Автор 24 работ в области добычи нефти и газа.

Viktor P. TELKOV (b. 1982) graduated from the Russian State University of Oil and Gas in 2005, now. C. Sc. (Eng.), assistant in Russian State University of Oil and Gas. Author of 24 publications in the field of oil and gas production.

Юрий Андреевич ЕГОРОВ родился в 1979 г., окончил в 2002 г. Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Кандидат технических наук, ведущий инженер ОАО «ВНИИнефть имени академика А.П. Крылова». Автор 19 работ в области добычи нефти и газа.

Yury A. EGOROV (b. 1979) graduated from the Russian State University of Oil and Gas in 2002, now. C. Sc. (Eng.), leading engineer in open joint-stock company «VNIIneft of A.P. Krylov». Author of 19 publications in the field of oil and gas production.

E-mail: www.biblioteka@nedrainform.ru

УДК 536.2:552.1

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СКЕЛЕТА ПЕСЧАНО-АЛЕВРИТОВЫХ ПОРОД

С.М. КУПЦОВ
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Впервые принята попытка прогнозирования параметров теплофизических свойств скелета песчано-алевритовых пород на основании литологической классификации. Литологический треугольник рекомендован для определения средних значений и диапазона изменения теплопроводности и теплоемкости обломочной части разновидностей песчано-алевритовых пород. Достоверность прогноза значений коэффициентов теплопроводности и теплоемкости подтверждена опытными данными, что подтверждает корреляцию теплофизических свойств твердой фазы песчано-алевритовых пород с литологией.

Ключевые слова: песчано-алевритовые породы, коэффициент теплопроводности скелета, литологический треугольник.

Песчано-алевритовые породы являются преобладающей группой обломочных пород, которые на 50 % и более состоят из определенного размера обломков пород кварц-силикатного состава. Основными компонентами обломочной части песчано-алевритовых пород являются кварц и полевые шпаты, чаще калиевые, реже натриевые плагиоклазы (альбит-олигоклаз), очень редко кальциевые плагиоклазы [1]. Они могут быть сцементированы между собой, и тогда образуется жесткий каркас – скелет. В качестве связующего вещества в песчано-алевритовых породах наиболее часто распространены глинистые и карбонатные, реже остальные цементы.