УДК 553.982

П.П. Повжик
канд. техн. наук
ПО «Белоруснефть»[1]
заместитель генерального директора по геологии
nipi@beloil.by

Н.А. Демяненко
канд. техн. наук
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
филиал КогалымНИПИнефть[2]
Центр моделирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов
главный специалист

Обоснование требований к рабочим жидкостям для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллектора

[1]Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть». Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Рогачевская, 9.
[2]ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг», филиал «КогалымНИПИнефть». Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 41.

В статье рассмотрен механизм влияния жидкостей вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллектора. Показано, что при первичном и вторичном вскрытии пластов с применением жидкостей на водной основе, кислотных обработках, после реакции кислоты с породой продукты реакции, проникшие в коллектор фильтраты жидкостей, занимают мелкие поры и удерживаются капиллярными и межмолекулярными силами, блокируя поры, по которым в дальнейшем должна происходить фильтрация углеводородов. Приводятся результаты лабораторных исследований. Выполненные исследования позволили установить, что технологические жидкости для применения в низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторах должны содержать в своем составе спирты, растворители, ПАВ. Сформулированы основные требования к рабочим жидкостям для низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов

Ключевые слова: низкопроницаемые и нетрадиционные коллектора; рабочие жидкости; лабораторные исследования; проницаемость; призабойная зона; поровые каналы; смачиваемость породы; капиллярные силы

В связи с интенсивной выработкой по нефтегазодобывающим регионам, в том числе и Припятскому прогибу, активных запасов углеводородов и отставанием темпов отбора запасов, сосредоточенных в низкопроницаемых пластах, от темпов отбора активных запасов, в объемах остаточных извлекаемых запасов постоянно увеличивается доля трудноизвлекаемых. Это ведет к ухудшению структуры остаточных извлекаемых запасов, снижению темпов их выработки и объемов добычи углеводородов. Поэтому в последние годы нефтяные компании все больше внимания уделяют развитию технологий интенсификации разработки и повышения нефтеотдачи залежей с низкопроницаемыми и нетрадиционными коллекторами [1].

Как показывает практика работы в низкопроницаемых пластах и пластах с нетрадиционными коллекторами, многие процессы здесь проходят по другим законам, по сравнению с процессами, проходящими в нормальных (средне- и высокопроницаемых) пластах. С уменьшением проницаемости уменьшается средний диаметр капилляров пористой среды, а соответственно, увеличиваются капиллярные силы, удерживающие воду в поровом пространстве [2].

Известно, что по величине (раскрытости) поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы [3]:

– сверхкапиллярные – размеры больше 0,5 мм (500 мкм);

– капиллярные – от 0,5 до 0,0002 мм (от 500 до 0,2 мкм);

– субкапиллярные – меньше 0,0002 мм (меньше 0,2 мкм).

Как указано в [3], радиус пор, по которым происходит основное движение (фильтрация) жидкостей, находится в пределах от 5 мкм и выше. По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение пластовых флюидов происходит свободно, по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил.

Рассмотрим по результатам исследования порового пространства керна, как меняется распределение пор в коллекторе в зависимости от его проницаемости. На ***рис. 1*** приведено сопоставление распределения пор по размерам для образцов мелкозернистого песчаника с проницаемостью 0,0865 мкм^2 (а) (среднепроницаемый) и 0,0108 мкм^2 (б) (низкопроницаемый). Как видно из ***рис. 1***, основная масса пор обеих образцов относится к группе капиллярных. Однако для среднепроницаемого образца керна (***рис. 1а***) характерно преобладание каналов фильтрации с диаметром от 20 мкм до 44 мкм (на ***рис. 1*** радиус каналов Rp находится в пределах 10–22 мкм). Для низкопроницаемого керна (***рис. 1б***) характерно преобладание каналов фильтрации с диаметром от 4 мкм до 24 мкм (радиус каналов Rp находится в пределах 2–12 мкм). Уменьшение среднего размера преобладающих каналов фильтрации в породах-коллекторах данного типа чуть более чем в 2 раза приводит к уменьшению проницаемости мелкозернистого песчаника в 8 раз. Уменьшение диаметра каналов фильтрации предопределяет значительные изменения и физических свойств коллектора.

При первичном и вторичном вскрытии пластов, различного вида воздействиях на пласт с применением жидкостей на водной основе, кислотных обработках, после реакции кислоты с породой, продукты реакции (по сути минерализованная вода), проникшие фильтраты жидкостей, на которых выполнялось вскрытие пластов и воздействие на него, занимают мелкие поры и удерживаются капиллярными и межмолекулярными силами, блокируя поры, по которым в дальнейшем должна происходить фильтрация нефти [4, 5]. При этом фазовая проницаемость для нефти снижается, практически, до нуля. Для прорыва нефти к стволу скважины необходимо достижение эффективных начальных градиентов давления, превышающих капиллярные силы, удерживающие в порах водную фазу рабочих жидкостей [5]. В большинстве случаев после контакта с водными растворами и насыщения мелких капилляров водной фазой породы с проницаемостью менее 0,004 мкм^2 практически не вовлекаются в разработку, т.к. блокируются водой. Для фильтрации пластового флюида в водонасыщенных коллекторах данного типа необходимо создавать градиенты давления в околоствольной зоне пласта, достигающие в отдельных случаях до 40 МПа/м [4], что практически в промысловых условиях неосуществимо, особенно в пластах со сниженными пластовыми давлениями [5].

Приведенные данные подтверждаются результатами исследований кернового материала, представленного алевритовыми мелкозернистыми песчаниками с проницаемостью, соответствующей среднепроницаемым, низкопроницаемым и нетрадиционным коллекторам. Результаты исследования керна получены с использованием ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на ЯМР-релаксометре [6] и представлены в ***табл. 1***. В таблице приведена характеристика фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов со средней (0,238 мкм^2), низкой (0,018 мкм^2) и весьма низкой (0,0001 мкм^2) проницаемостью. Как видно из таблицы, для всех трех разностей пород-коллекторов выделены группы пор со средним радиусом от 0,3 мкм до

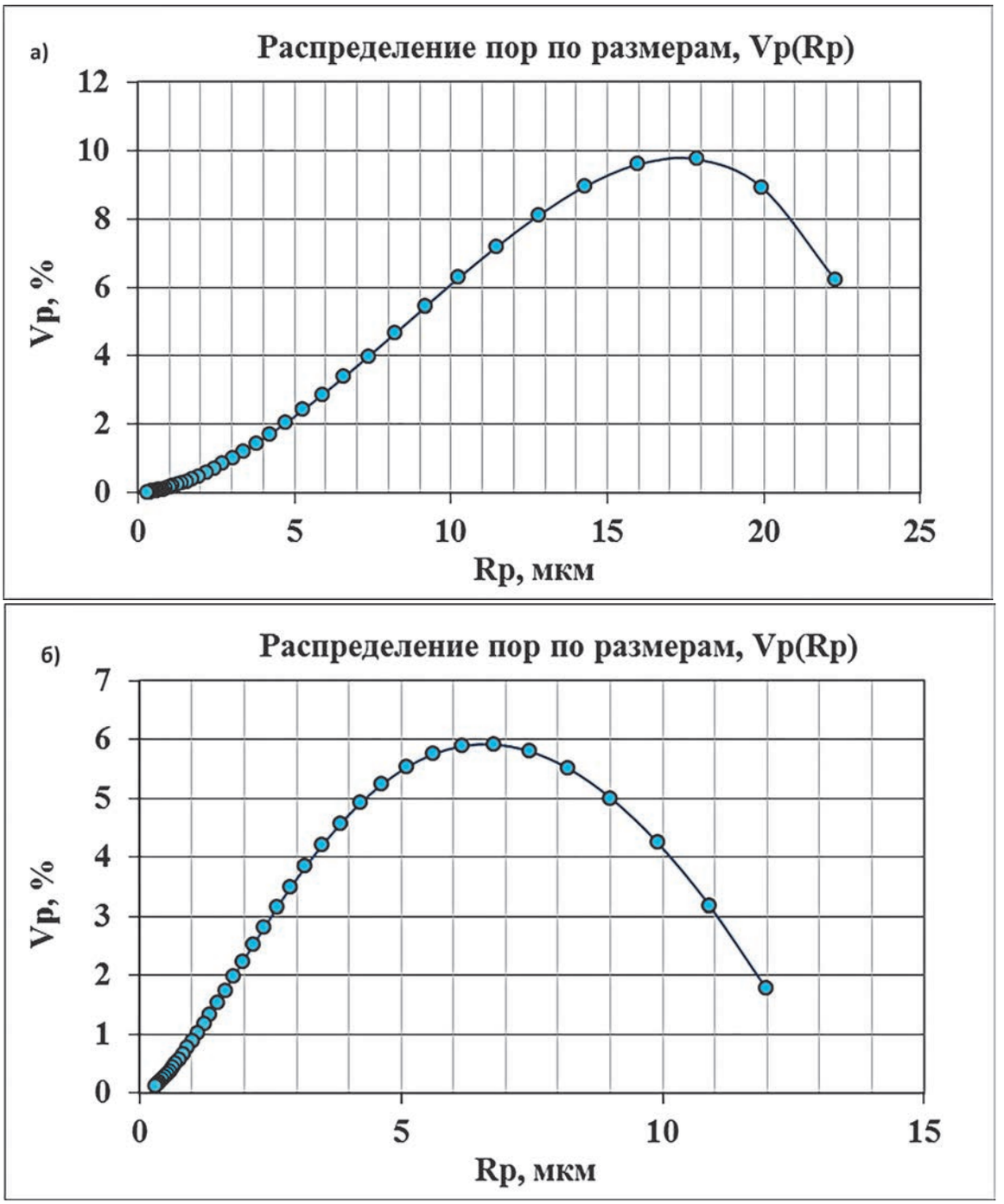

Рис. 1.
Распределение пор по размерам для мелкозернистого песчаника с проницаемостью 0,0865 мкм² (а) и 0,0108 мкм² (б)

более 10 мкм. Причем, если в среднепроницаемом коллекторе преобладают поры с радиусом от 5,3 мкм и более (таких пор более 61,7%), то для низкопроницаемого коллектора пор с радиусом более 5,3 мкм только 1,6%. Для весьма низкопроницаемого коллектора таких пор только 0,03%. В то же время доля пор со средним радиусом < 0,3 мкм составляет 22,3%, 47,9% и 97,0%, соответственно.

С уменьшением среднего радиуса пор увеличиваются значения их капиллярных давлений. Так, если для пор с радиусом > 10 мкм капиллярные давления не превышают 0,014 МПа (***табл. 1***), то для пор с радиусом 0,3 мкм капиллярные давления достигают 0,49 МПа, т.е. увеличиваются более, чем в 35 раз. Преобладающие фильтрационные процессы во всех рассматриваемых образцах керна обеспечиваются

Прониц. мкм^2	Наим. Парам.	Ед. Изм.	Средний радиус пор, мкм^2							
			>10	5,3	2,6	1,4	0,6	0,4	0,3	<0,3
	Капиллярное давл.	МПа	0,014	0,028	0,056	0,11	0,25	0,35	0,49	
0,0001	Распределение пор по размерам	%	0,01	0,02	0,03	0,04	0,1	0,5	2,3	97,0
0,018			1,5	0,1	5,5	26,8	11,9	3,6	2,7	47,9
0,238			11,2	50,5	9,8	2,5	2,0	1,5	1,2	22,3
0,001	Долевое участ. пор в фильт.	%	93,5	5,2	0,3	0,7	0,1	0,1	0,1	0
0,018			57,3	0,6	20,0	19,4	2,5	0,17	0,03	0
0,238			57,6	40,2	1,9	0,2	0,05	0,03	0,02	0
0,0001	Остаточная водонасыщенность	%	99,4	99,2	99,1	98,6	98,3	97,5	95,2	
0,018			99,3	99,2	92,4	66,4	53,6	50,0	47,1	
0,238			90,5	41,3	32,1	28,1	24,7	22,9	21,0	

Таблица 1.
Характеристика фильтрационно-емкостных особенностей керна

каналами фильтрации с радиусом более 10 мкм. Причем в среднепроницаемом керне это составляет 57,6%, в низкопроницаемом – 57,3%, а в нетрадиционном керне – 93,5% (***табл. 1***).

Остаточная водонасыщенность коллекторов с увеличением перепада давления в порах от 0,014 МПа до 0,49 МПа для среднепроницаемого коллектора снижается с 90,5% до 21,0%, для низкопроницаемого – с 99,3% до 47,1%, для весьма низкопроницаемого – только с 99,4% до 95,2% (***табл. 1***). Последнее связано с высокими значениями капиллярных сил, действующих в низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторах. Как видно из приведенных данных, капиллярные силы весьма значительно зависят от особенностей структуры порового пространства и фильтрационных свойств коллектора. Лабораторные определения капиллярного давления на керновом материале характеризуют структуру пустотного пространства на микроуровне.

Для одной из залежей, представленной поровыми коллекторами песчаника мелкозернистого алевритового, построена зависимость наличия максимального радиуса каналов фильтрации от проницаемости (***рис. 2***).

Как видно из ***рис. 2***, для коллекторов с проницаемостью менее 10 мкм^2 диаметр поровых каналов в основном не превышает 20 мкм. Из полученной корреляционной зависимости можно определить, что для коллекторов с проницаемостью 0,001 мкм^2 максимальный диаметр фильтрационных каналов находится в пределах 7 мкм; для коллекторов с проницаемостью 0,0001 мкм^2 – 3 мкм; для коллекторов с принцаемостью 0,00001 мкм^2 – около 1,2 мкм. Последние два приведенных значения проницаемости и соответствующих им значений максимальных диаметров каналов фильтрации относятся к нетрадиционным коллекторам. И для них характерно, что поровое пространство в основном сформировано субкапиллярной группой пор.

В тонких капиллярах вязкость воды повышена, вязкость неполярных жидкостей сохраняет свои значения. В порах радиусом менее 0,4 мкм, которых, как показано выше, в нетрадиционных весьма низкопроницаемых коллекторах большинство, вязкость воды возрастает, и для ее отрыва необходимы большие градиенты давления [4]. Это подтверждается результатами керновых исследований низкопроницаемых образцов карбонатного керна, приведенных в ***табл. 2***.

Из данных **табл. 2** видно, что для высушенных газонасыщенных образцов керна абсолютная проницаемость находиться в пределах от 0,000448 мкм^2 (модель 3) до 0,001935 мкм^2 (модель 2). После насыщения керновых моделей керосином проницаемость для керосина составила от 0,000039 мкм^2 (модель 3) до 0,00055 мкм^2 (модель 1). При этом градиент давления при фильтрации керосина изменяется от 1,64 МПа/м для модели 1 до 23,2 МПа/м для модели 3. После контакта одного из торцов каждой модели в течение 2 суток с пресной водой за счет капиллярных сил произошло вытеснение керосина и насыщение моделей водой. После этого было установлено, что фазовая проницаемость для воды составляет от 0,000002 мкм^2 (модель 3) до 0,000098 мкм^2 (модель 1). Но градиенты давления при фильтрации изменяются от 5,01 МПа/м (модель 1) до 206,6 МПа/м для модели 3. Как видно из приведенных данных, в породах с нетрадиционными коллекторами для фильтрации углеводородных жидкостей необходимо создать достаточно высокие градиенты давления, значительно выше по сравнению с нормальными коллекторами. Но после попадания в такие коллектора воды, для ее фильтрации и удаления из коллектора необходимо создавать градиенты давления, в 5–10 раз превышающие градиенты давления при фильтрации углеводородов, что в промысловых условиях при существующих пластовых давлениях недостижимо. Поэтому

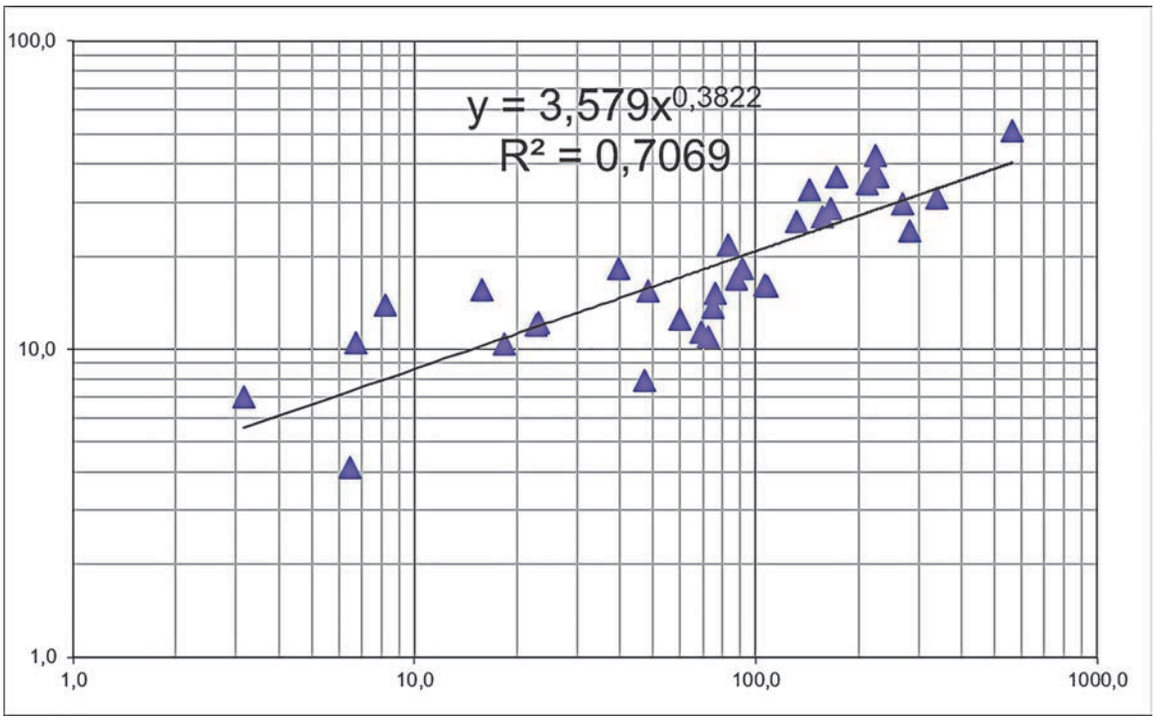

Рис. 2.
Зависимость максимального радиуса каналов фильтрации (мкм) от проницаемости (мД)

главная задача при вскрытии таких пластов или воздействии на них рабочими жидкостями на водной основе – не допустить проникновения воды в пласт или создать условия, обеспечивающие снижение градиентов давления для фильтрации воды в коллекторах до значений, близких к нулю.

Одним из наиболее важных параметров, влияющих на процесс вытеснения нефти из пористой среды, является смачиваемость породы пласта. От характера смачиваемости зависит фазовое поведение пластовых флюидов и вытесняющих агентов в пористой среде, определяющее конечную нефтеотдачу. Смачивающая способность существенно влияет на степень извлечения капиллярно удерживаемой как нефти, так и воды [7]. Крупные поры с большей вероятностью гидрофобны, а микрокапилляры, а также пустоты в порах, окружающих точки контактов зерен, скорее всего, гидрофильны [8]. В гидрофильных породах нефть будет стремиться занять крупные поры, центральную часть пор и каналов, а вода будет заполнять мелкие поры и контактировать с поверхностью [9]. Так как низкопроницаемые пласты и породы с нетрадиционными коллекторами, как было показано выше, представлены, в основном субкапиллярными каналами фильтрации, то они, естественно, гидрофильны. Если порода гидрофильная, то капиллярное давление в каналах фильтрации положительное. Оно будет способствовать интенсивному насыщению породы водой при контакте с водными растворами рабочих жидкостей.

Интенсивность проявления капиллярных процессов зависит от величины капиллярного давления, развиваемого менисками на границах раздела фаз [3]. Поэтому для снижения капиллярных эффектов при использовании растворов на водной основе, исключения их отрицательного влияния на последующую фильтрацию углеводородов к стволу скважины, необходимо применять рабочие составы, слабо проникающие или не проникающие в тонкопоровые каналы фильтрации низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов.

Для этого, согласно [10–11], предлагается использовать составы, удаляющие из околоствольной зоны пласта рыхлосвязанную воду и гидрофобизирующие поровое пространство пород.

В работе [12] указано, что искусственно вызывать гидрофобизацию пород ПЗП нефтяных скважин допустимо и даже желательно при:

– первичном вскрытии нефтяного пласта бурением;

– его вторичном вскрытии (перфорацией);

– проведении ремонтных работ на первом этапе эксплуатации скважин;

– с целью снижения водонасыщенности ПЗП и повышения продуктивности скважин на первом этапе их эксплуатации (в период безводной эксплуатации);

– для уменьшения обводненности скважин (на втором этапе эксплуатации) в условиях про-

№ Модели	Абсолютная газопроницаемость, мкм^2	Фильтрация пласт-скважина, керосин		Фильтрация пласт-скважина воды	
		Проницаемость, мкм^2	Градиент давления, МПа/м	Проницаемость, мкм^2	Градиент давления,МПа/м
1	0,001935	0,00055	1,64	0,000098	5,01
2	0,000669	0,000135	6,65	0,000058	20,4
3	0,000448	0,000039	23,2	0,000002	206,6

Таблица 2.
Характер изменения проницаемости и градиента давления низкопроницаемых образцов карбонатного керна при воздействии на них пресной воды

дуктивных пластов с анизотропией ФЕС, вызванной слоистой микронеоднородностью породы.

Исследователями [13] установлен факт удаления из каналов фильтрации рыхло связанной воды и повышения эффективности обработок при введении в кислотные составы полярных растворителей: алифатических спиртов C_1-C_8, бутиловых эфиров, диполиспиртов, полигликолей и глицерина, изопропилового спирта.

Еще более эффективно использование так называемых взаимных растворителей – веществ, неограниченно растворяющихся как в воде, так и в углеводородах (например, монобутилового эфира, этиленгликоля, смеси изопропилового спирта и бутилцеллозольва и др.). Такие реагенты помимо осушающей способности (ликвидации водной блокады) имеют ряд дополнительных позитивных свойств: разрушают водонефтяные эмульсии, снижают поверхностное натяжение на границе «реагирующий раствор – порода-нефть», способствуют растворению и легкому удалению продуктов реакции из пласта. Указанные факторы улучшают условия контактирования кислоты и продуктов реакции с породой, усиливают равномерность и увеличивают глубину обработки, что в совокупности повышает ее эффективность [14]. Исследованиями [15, 16] установлено, что дополнительное введение полярных неэлектролитов – спиртов обеспечивает усиление «расклинивающего эффекта» на АСПО, усиление капиллярной пропитки водонасыщенных каналов. Одна из основных целей дополнительного введения полярных неэлектролитов заключается в облегчении их проникновения вглубь водосодержащих пород с последующей облегченной диффузией углеводородных молекул и большеобъемных молекул ПАВ. Отмечается эффективность добавления спиртов в качестве модификаторов к кислотным растворам. Спирты имеют в своем составе функциональные группы $^-$OH, которые, растворяясь в водной и углеводородной фазах, понижают межфазное натяжение на границе раздела фаз. Продавливаемые в пласт модифицированные кислотные растворы из-за понижения межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть–кислотный раствор», «нефть–продукты реакции», меньшей, чем пластовая нефть плотности и вязкости, смешиваются с минерализованной водой и углеводородной фазой, легко проникают вглубь породы и легко извлекаются обратно.

В результате выполненных исследований установлено, что жидкости на водной основе, применяемые для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и весьма низкопроницаемые пласты, снижают фазовую проницаемость для углеводородов вплоть до прекращения их фильтрации. Для ликвидации возникающей водной блокады нефтенасыщенных пластов необходимо создание очень высоких градиентов давления, которые невозможно создать при существующих пластовых давлениях. Поэтому технологические жидкости, применяемые в низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторах, должны содержать в своем составе спирты, растворители, ПАВ.

Разрабатываемые композиции рабочих жидкостей для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллектора должны удовлетворять следующим требованиям:

– слабо проникать или не проникать в тонкопоровые каналы фильтрации низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов;

– не создавать водной блокады в обрабатываемых низкопроницаемых породах-коллекторах;

– иметь минимальное межфазное натяжение на границе раздела «водная фаза – порода», «водная фаза – нефть» (не более 1мН/м);

– создавать в породе вокруг обрабатываемого участка ствола скважины гидрофобный слой ПАВ – в добывающих скважинах и гидрофильный слой ПАВ – в нагнетательных скважинах;

– извлекаться из каналов фильтрации поровой среды при минимальных перепадах давления между пластом и скважиной (не более 1–1,5 МПа/м);

– не должны образовывать при контакте с нефтью, пластовой водой и породой эмульсий твердых осадков и взвесей;

– иметь низкую коррозионную активность к промысловому и внутрискважинному оборудованию.

При разработке рецептур жидкостей с перечисленными выше свойствами программа исследований должна включать следующие основные этапы работ.

1. Изучение особенностей низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов по фациальным особенностям и фильтрационно-емкостным свойствам с выделением классов коллекторов для каждого пласта.

2. Для каждого из выделенных классов коллекторов необходимо выполнить следующий комплекс исследований:

– исследование механизма и глубины проникновения водной фазы при контакте с тонкопоровым коллектором без давления и при различных перепадах давления;

– исследование механизма фильтрации системы «нефть – вода» в тонко-поровом коллекторе к скважине после оттеснения нефти водной фазой вглубь пласта;

– выполнение лабораторных исследований по подбору специальных рабочих жидкостей, интенсифицирующих приток составов для условий низкопроницаемых тонкопоровых коллекторов с низким межфазным натяжением на границе «нефть – вода – порода», не снижающих фильтрационных свойств пластов;

– проведение керновых динамических исследований по оценке эффективности подобранных в лабораторных условиях композиций;

– проведение опытно-промысловых испытаний рабочих жидкостей и кислотных композиций по интенсификации притока для оценки их эффективности на скважинах.

3. Формирование технологического регламента по применению разработанных рабочих жидкостей и кислотных композиций в технологиях вскрытия пластов и интенсификации притока на низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторах;

4. В рамках выполненных исследований должна разрабатываться линейка рабочих жидкостей с содержанием в своем составе спиртов, растворителей, ПАВ, спиртово-кислотных композиций под различные геолого-геофизические свойства низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов нефтегазодобывающего региона (месторождения, залежи).

Литература

1. Тахаутдинов Р.Ш., Валиев Р.Ф., Исмагилов О.З. и др. Применение новых технологий ГРП с проппантом в карбонатных коллекторах верейского горизонта среднего карбона на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами на территории Республики Татарстан //Время колтюбинга. Время ГРП. 2015, № 1. С. 44–54.
2. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 1979. 199 с.
3. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 1971. 312 с.
4. Шпуров И.В., Тудвачев А.В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высокими и низкими фильтрационными потенциалами //Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 73–77.
5. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Серебренников А.В., Галай М.И. Эффективность технологии создания системы разветвленных дренажных каналов большой протяженности и пути ее совершенствования для повышения эффективности работ //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2015. № 6. С. 65–73.
6. Вавилин В.А., Галиев Т.Р., Кунакасов А.А., Сорокина Е.В. Использование ЯМР релаксометра в изучении характеристик породы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. SPE-171173-RU //Материалы Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE по разведке и добыче, 14–16 октября 2014 г. М. 22 с.
7. Сотников О.М., Ремеев М.М., Нуриев Д.В. и др. О влиянии различных реагентов на смачиваемость гидрофобных карбонатных пород //Нефтяное хозяйство. 2016. № 7. С. 19–23.
8. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.Ш., Андреев В.Е. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 2. С. 21–25.
9. Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П., Моторова К.А., Сечина Л.С. Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа //Нефтяное хозяйство. 2016. № 7. С. 80–85.
10. Патент 2070287RU, опубл. 10.12.1996 г.
11. Патент 2460872 RU, опубл. 10.09.2012 г.
12. Ахметшин М.А. Об искусственной гидрофобизации пород призабойной зоны добывающих скважин //Нефтяное хозяйство. 2016. № 1. С. 73–77.
13. Сафин С.Г., Сафин С.С. Особенности технологии комплексной обработки призабойной зоны недонасыщенных нефтью пластов // Нефтепромысловое дело. 1994. № 2. С. 13–14.
14. Шелепов В., Зарипов О., Фахретдинов Р., Земцов Ю. Вопросы интенсификации добычи нефти в полимиктовых высокоглинистых коллекторах // Наука и техника. 1999. № 12.
15. Глущенко В.Н., Рябов В.Г., Юрпалов И.А. Функция полярных неэлектролитов в составе растворителей АСПО //Химическая промышленность: Современные задачи техники, технологии, автоматизации, экономики. Тезисы. докладов межрегиональной научно-технической конференции. Дзержинск, 13–14 октября. Н. Новгород. 1999. С. 20–21.
16. Рогачев М.К. Новые химические реагенты и составы технологических жидкостей для добычи нефти. Уфа: Гилем. 1999. 75 с.

UDC 553.982

P.P. Povzhik, PhD, Deputy General Director, "Belorusneft"[1], nipi@beioli.by
N.A. Demyanenko, PhD, Chief Specialist of the Center for Modeling and Monitoring of Enhanced Oil Recovery Techniques, "LUKOIL–Engineering", a branch of "KogalymNIPIneft"[2]

[1]State Production Association "Belorusneft". 9 Rogachevskaya str. Gomel, 246003, Republihc of Belarus.
[2]LUKOIL–Engineering, a branch of "KogalymNIPIneft". Russia, 625000, Tyumen, Republic str. 41.

Justification of the Requirements for Working Fluids for Opening and Impact on Low-permeability and Non-traditional Reservoirs

Absract. The mechanism of the influence of opening fluids and the effect on low–permeability and non–traditional reservoirs is considered in the article. It is shown that during the primary and secondary opening of the beds using water–based liquids, acid treatments, after reaction of the acid with the rock, reaction products penetrating the collector of liquid filtrates occupy small pores and are retained by capillary and intermolecular forces, blocking the pores in which further there must be a filtration of hydrocarbons. The results of laboratory studies are presented. The performed investigations made it possible to establish that process fluids for use in low–permeability and non–traditional reservoirs should contain alcohols, solvents, surfactants. The main requirements for working fluids for low permeability and non–traditional reservoirs.

Keywords: low–permeability and non–traditional reservoirs; working fluids; laboratory research; permeability; bottomhole zone; pore channels; wettability of the rock; capillary forces

References

1. Takhautdinov R.Sh., Valiev R.F., Ismagilov O.Z. i dr. *Primenenie novykh tekhnologii GRP s proppantom v karbonatnykh kollektorakh vereiskogo gorizonta srednego karbona na mestorozhdeniiakh s trudnoizvlekaemymi zapasami na territorii Respubliki Tatarstan* [Application of new technologies of hydraulic fracturing with proppant in carbonate reservoirs of the Veroy horizon of the Middle Carboniferous in deposits with hard-to-recover reserves in the Republic of Tatarstan]. *Vremia koltiubinga. Vremia GRP* [Coiled tubing time. Time of fracturing], 2015, no. 1, pp. 44–54.
2. Tul'bovich B.I. *Metody izucheniia porod-kollektorov nefti i gaza* [Methods of studying reservoirs of oil and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1979, 199 p.
3. Gimatudinov Sh.K. *Fizika neftianogo i gazovogo plasta* [Physics of the oil and gas reservoir]. Moscow, Nedra Publ., 1971, 312 p.
4. Shpurov I.V., Tudvachev A.V. *Obosnovanie granichnogo znacheniia pronitsaemosti kollektorov pri ikh differentsiatsii na klassy s vysokimi i nizkimi fil'tratsionnymi potentsialami* [Justification of the boundary value of the permeability of collectors when they are differentiated into classes with high and low filtration potentials]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2015, no. 9, pp. 73–77.
5. Demianenko N.A., Povzhik P.P., Serebrennikov A.V., Galai M.I. *Effektivnost' tekhnologii sozdaniia sistemy razvetvlennykh drenazhnykh kanalov bol'shoi protiazhennosti i puti ee sovershenstvovaniia dlia povysheniia effektivnosti rabot* [Efficiency of a technology for creating a system of branched drainage channels of a long length and ways to improve it to improve the efficiency of work]. *Oborudovanie i tekhnologii dlia neftegazovogo kompleksa* [Equipment and technologies for oil and gas complex], 2015, no. 6, pp. 65–73.
6. Vavilin V.A., Galiev T.R., Kunakasov A.A., Sorokina E.V. *Ispol'zovanie IaMR relaksometra v izuchenii kharakteristik porody mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami. SPE-171173-RU* [Use of the NMR relaxometer in the study of rock characteristics of deposits with hard-to-recover reserves. SPE-171173-EN]. Proc. of Russian technical oil and gas conference and SPE exhibition on exploration and production, 14–16 October 2014. Moscow, 22 p.
7. Sotnikov O.M., Remeev M.M., Nuriev D.V. i dr. *O vliianii razlichnykh reagentov na smachivaemost' gidrofobnykh karbonatnykh porod* [On the effect of various reagents on the wettability of hydrophobic carbonate rocks]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2016, no. 7, pp. 19–23.
8. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E. *Prognoz pokazatelia smachivaemosti produktivnykh plastov po dannym promyslovoi geofiziki* [Forecast of the wettability index of reservoirs from the data of field geophysics]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2016, no. 2, pp. 21–25.
9. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. *Novye predstavleniia o smachivaemosti kollektorov nefti i gaza* [New ideas about the wettability of oil and gas collectors]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2016, no. 7, pp. 80–85.
10. *Patent 2070287RU, opubl. 10.12.1996 g* [Patent 2070287 RU, publ. 10.12.1996.].
11. *Patent 2460872 RU, opubl. 10.09.2012 g.* [Patent 2460872 RU, publ. 10.09.2012].
12. Akhmetshin M.A. *Ob iskusstvennoi gidrofobizatsii porod prizaboinoi zony dobyvaiushchikh skvazhin* [On the artificial hydrophobization of the bottomhole formation of production wells]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2016, no. 1, pp. 73–77.
13. Safin S.G., Safin S.S. *Osobennosti tekhnologii kompleksnoi obrabotki prizaboinoi zony nedonasyshchennykh neft'iu plastov* [Features of complex bottomhole zone treatment technology for oil-poor layers]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield business], 1994, no. 2, pp. 13–14.
14. Shelepov V., Zaripov O., Fakhretdinov R., Zemtsov Iu. *Voprosy intensifikatsii dobychi nefti v polimiktovykh vysokoglinistykh kollektorakh* [Issues of intensification of oil production in polymictic high-clay reservoirs]. *Nauka i tekhnika* [Science and Technology], 1999, no. 12.
15. Glushchenko V.N., Riabov V.G., Iurpalov I.A. *Funktsiia poliarnykh neelektrolitov v sostave rastvoritelei ASPO* [Function of polar non-electrolytes in AFS solvents]. *Khimicheskaia promyshlennost': Sovremennye zadachi tekhniki, tekhnologii, avtomatizatsii, ekonomiki* [Chemical industry: Modern problems of technology, technology, automation, economics]. Theses reports of the interregional scientific and technical conference. Dzerzhinsk, October 13-14. N. Novgorod. 1999. S. 20–21.
16. Rogachev M.K. *Novye khimicheskie reagenty i sostavy tekhnologicheskikh zhidkostei dlia dobychi nefti* [New chemical reagents and compositions of technological fluids for oil production]. Ufa, Gilem Publ., 1999, 75 p.