

Разработка алгоритма исследований рабочих жидкостей для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллектора

¹П.П. Повжик – канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора по геологии;

²Н.А. Демяненко – канд. техн. наук, доцент, начальник отдела перспективного развития

(¹РП «Производственное объединение «Белоруснефть»;
²БелНИПИнефть)

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 объёмах остаточных извлекаемых запасов постоянно увеличивается доля трудноизвлекаемых. Это ведёт к ухудшению структуры остаточных извлекаемых запасов, снижению темпов их выработки и объёмов добычи углеводородов. Поэтому в последние годы нефтяные компании всё 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 происходят по другим законам, по сравнению с процессами, происходящими 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).

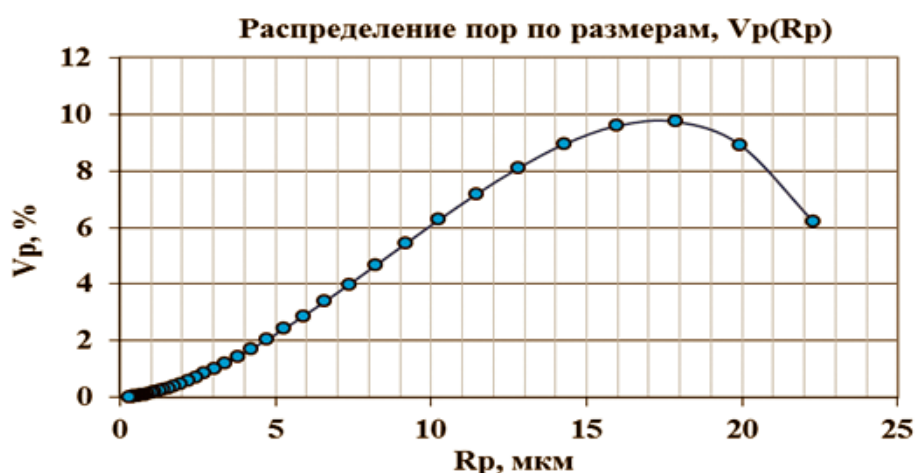
Как указано в [3], радиус пор, по которым происходит основное движение (фильтрация) жидкостей, находится в пределах от 5 мкм и выше. По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение пластовых флюидов происходит свободно, по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил.

Рассмотрим на основании результатов исследования порового пространства керны, как меняется распределение пор в коллекторе в зависимости от его проницаемости. На рисунке 1 приведено сопоставление распределения пор по размерам для образцов мелкозернистого песчаника с проницаемостью 0,0865 мкм² (а) (среднепроницаемый)

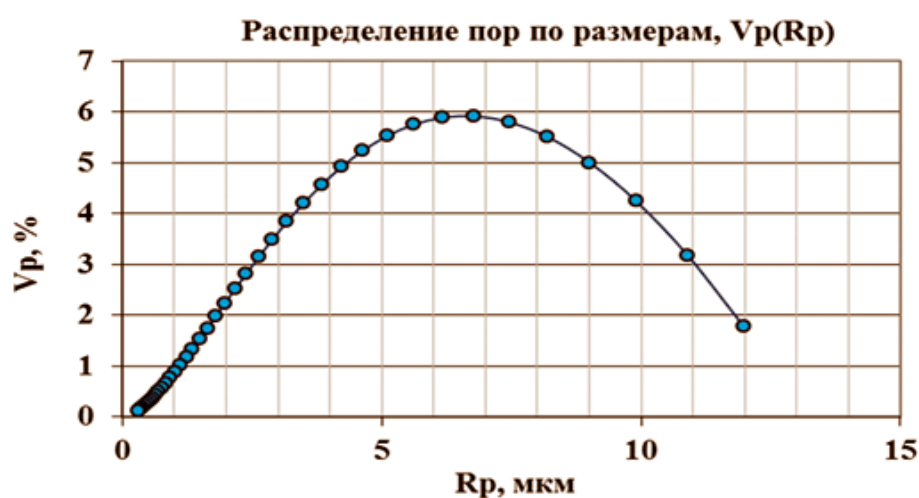
и 0,0108 мкм² (б) (низкопроницаемый). Как видно из рисунка 1, основная масса пор обоих образцов относится к группе капиллярных. Однако для среднепроницаемого образца керны (рисунок 1, а) характерно преобладание каналов фильтрации с диаметром от 20 до 44 мкм (на рисунке 1 радиус каналов R_p находится в пределах 10-22 мкм). Для низкопроницаемого керны (рисунок 1, б) характерно преобладание каналов фильтрации с диаметром от 4 до 24 мкм (радиус каналов R_p 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, горные породы с проницаемостью менее 0,004 мкм² практически не вовлекаются в разработку, так как блокируются водой. Для фильтрации пластового флюида в водонасыщенных коллекторах данного типа необходимо создавать градиенты давления в окрестной зоне пласта, достигающие в отдельных случаях до 40 МПа/м [4], что практически в промышленных



а)



б)

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

V_p – распределение пор;

R_p – радиус каналов.

условиях неосуществимо, особенно в пластах со сниженными пластовыми давлениями [5].

Приведенные данные подтверждаются результатами исследований ядерного материала, представленного алевритовыми мелкозернистыми песчаниками с проницаемостью, соответствующей среднепроницаемым, низкопроницаемым и нетрадиционным коллекторам. Результаты исследования ядра получены с использованием ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на ЯМР релаксометре [6] и представлены в таблице 1. В таблице 1 приведена характеристика фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов со средней (0,238 мкм²), низкой (0,018 мкм²) и весьма низкой (0,0001 мкм²) проницаемостью. Как видно из таблицы 1, для всех трёх разновидностей пород-коллекторов выделены группы пор со средним радиусом от 0,3 до 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 (таблица 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 ядра обеспечиваются каналами фильтрации с радиусом более 10 мкм. Причем, в среднепроницаемом ядре это составляет 57,6%, в низкопроницаемом – 57,3%, а в нетрадиционном ядре – 93,5% (таблица 1).

Остаточная водонасыщенность коллекторов с увеличением перепада давления в порах от 0,014 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% (таблица 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 ядерном 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 (рисунок 2).

Как видно из рисунка 2, для коллекторов с проницаемостью менее 10 мкм² диаметр поровых каналов, в основном, не превышает 20 мкм. Из полученной корреляционной зависимости можно определить, что для коллекторов с проницаемостью 0,001 мкм² максимальный диаметр фильтрационных каналов находится в пределах 7 мкм; для коллекторов с проницаемостью 0,0001 мкм² – 3 мкм; для коллекторов с проницаемостью 0,00001 мкм² – около 1,2 мкм.

Таблица 1. Характеристика фильтрационно-емкостных особенностей керна.

№№ п/п	Прониц. мкм ²	Наим. парам.	Ед. изм.	Средний радиус пор, мкм							
				> 10	5,3	2,6	1,4	0,6	0,4	0,3	< 0,3
		Капиллярн. давление	МПа	0,014	0,028	0,056	0,11	0,25	0,35	0,49	
1	0,0001	Распредел. пор по размерам	%	0,01	0,02	0,03	0,04	0,1	0,5	2,3	97,0
2	0,018			1,5	0,1	5,5	26,8	11,9	3,6	2,7	47,9
3	0,238			11,2	50,5	9,8	2,5	2,0	1,5	1,2	22,3
4	0,001	Долевое участ. пор в фильтр.	%	93,5	5,2	0,3	0,7	0,1	0,1	0,1	0
5	0,018			57,3	0,6	20,0	19,4	2,5	0,17	0,03	0
6	0,238			57,6	40,2	1,9	0,2	0,05	0,03	0,02	0
7	0,0001	Остаточная водонасыщенность	%	99,4	99,2	99,1	98,6	98,3	97,5	95,2	
8	0,018			99,3	99,2	92,4	66,4	53,6	50,0	47,1	
9	0,238			90,5	41,3	32,1	28,1	24,7	22,9	21,0	

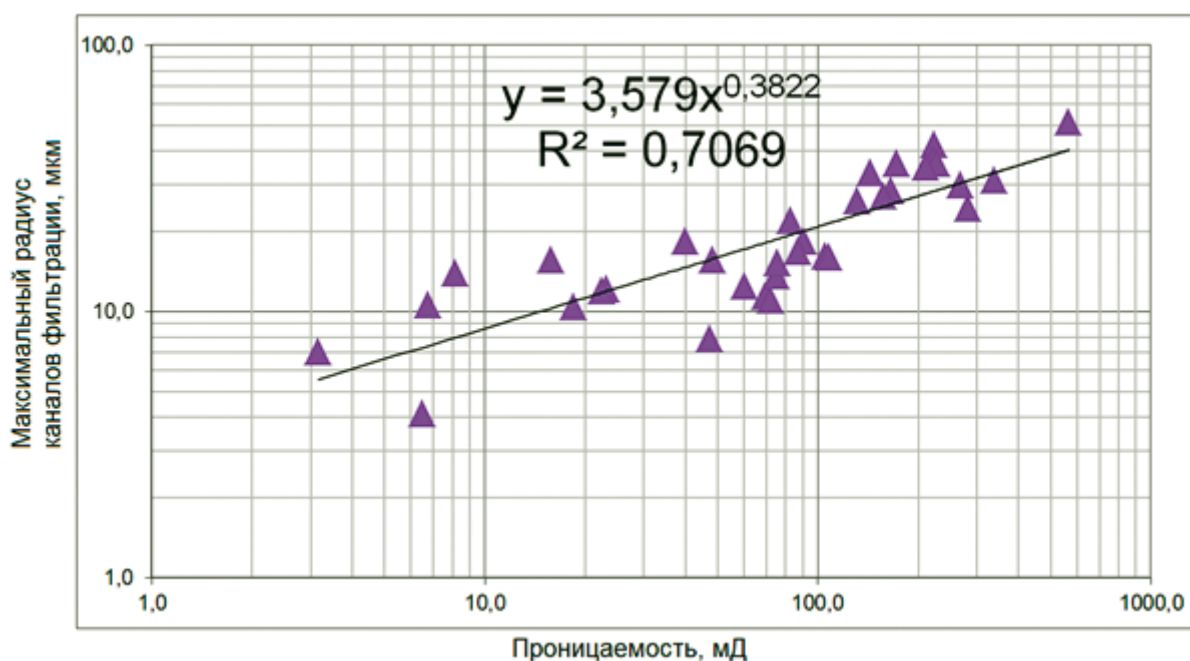


Рис. 2. Зависимость максимального радиуса каналов фильтрации (мкм) от проницаемости (мД).

Последние два приведенных значения проницаемости, и соответствующих им значений максимальных диаметров каналов фильтрации, относятся к нетрадиционным коллекторам. И для них характерно то, 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 таблице 2.

Из данных таблицы 2 видно, что для высушенных газонасыщенных образцов керна абсолютная проницаемость

находится в пределах от 0,000448 мкм² (модель 3) до 0,001935 мкм² (модель 2). После насыщения керновых моделей керосином, проницаемость для керосина составила от 0,000039 мкм² (модель 3) до 0,00055 мкм² (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-х 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 мкм² (модель 3) до 0,000098 мкм² (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 её 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 не достижимо. Поэтому главной задачей 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 горной 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 горные 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 горных пород призабойной зоны пласта (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 обводнённости скважин (на втором этапе эксплуатации) в условиях продуктивных пластов с анизотропией ФЕС, вызванной слоистой микронеоднородностью горной породы.

Исследователями [13] установлен факт удаления из каналов фильтрации рыхлосвязанной воды и повышения эффективности обработок при введении в кислотные составы полярных растворителей: алифатических спиртов C₁-C₈, 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 бутилцеллозоля и др.). Такие реагенты помимо осушающей способности (ликвидации водной блокады) имеют ряд дополнительных позитивных свойств: разрушают водонефтяные эмульсии, снижают

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

№ модели	Абсолютная газопроницаемость, мкм ²	Фильтрация пласт-скважина, керосин		Фильтрация пласт-скважина, вода	
		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

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 горной породой, усиливают равномерность и увеличивают глубину обработки, что в совокупности повышает ее эффективность [14]. Исследованиями [15, 16] установлено, что дополнительное введение полярных не электролитов – спиртов обеспечивает усиление «расклинивающего эффекта» на асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), усиление капиллярной пропитки водонасыщенных каналов. Одна из основных целей дополнительного введения полярных не электролитов 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 -ОН, 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 вообще 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 горной 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 (1,0-1,5) МПа/м);
- не должны образовывать при контакте с нефтью, пластовой водой и породой эмульсий, твердых осадков и взвесей;
- иметь низкую коррозионную активность к промышленному 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 тонкопоровом коллекторе к скважине после оттеснения нефти водной фазой вглубь пласта;
 - выполнение лабораторных исследований по подбору специальных рабочих жидкостей и 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, О.З. Исмагилов, Новиков М.Г., Давлетов А.Р., Газизов А.М., Миронов В.С. 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. – М.: ООО «Время колтюбинга», 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., А.В. Тудвачев Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высокими и низкими фильтрационными потенциалами. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2015. – №9. – с. 73-77.
5. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Серебренников А.В., Галай М.И. Эффективность технологии создания системы разветвлённых дренажных каналов большой протяженности и пути ее совершенствования для повышения эффективности работ. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 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.
7. Сотников О.М., Ремеев М.М., Нуриев Д.В., Хисаметдинов М.Р., Мусин К.М., Хайрtdинов Р.К. О влиянии различных реагентов на смачиваемость гидрофобных карбонатных пород. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «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. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 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. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2016. – №7. – с. 80-85.
10. Пат. RU 2070287 МПК E21B 43/27. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины. / В.Д. Москвин, А.В. Старковский, А.Т. Горбунов, А.А. Боксерман, К.Л. Матвеев, Х.Х.Гумерский, Ф.Х. Галеев // №94 94025398; Заявл. 05.07.1994; Оpubl. 10.12.1996.
11. Пат. RU 2460872 МПК E21B 43/16. Способ обработки призабойной зоны. / Е.В. Паникаровский, В.В. Паникаровский, В.А. Шуплецов, Д.А. Кустышев, А.А. Кузьмич, В.В. Паникаровский, М.А. Сагидуллин // № 2011123610/03; Заявл. 09.06.2011; Оpubl. 10.09.2012.

REFERENCES

1. Tahautdinov R.SH., Valiev, O.Z. Ismagilov, Novikov M.G., Davletov A.R., Gazizov A.M., Mironov V.S. Primenenie novyh tekhnologij GRP s proppantom v karbonatnyh kollektorah verejskogo gorizonta srednego karbona na mestorozhdeniyah s trudnoizvlekaemymi zapasami na territorii Respubliki Tatarstan // Vremya koltyubinga. Vremya GRP. – M.: LLC «Vremya koltyubinga», 2015. – №1. – p. 44-54.
2. Tul'bovich B.I. Metody izucheniya porod-kollektorov nefti i gaza – M.: Nedra, 1979. – 199 p.
3. Gimatudinov SH.K. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. – M.: Nedra, 1971. – 312 p.
4. SHpurov I.V., A.V. Tudvachev Obosnovanie granichnogo znacheniya pronicaemosti kollektorov pri ih differenciacii na klassy s vysokimi i nizkimi fil'tracionnymi potencialami // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2015. – №9. – p. 73-77.
5. Demyanenko N.A., Povzhik P.P., Serebrennikov A.V., Galaj M.I. Effektivnost' tekhnologii sozdaniya sistemy razvetvlyonnyh drenaznyh kanalov bol'shoj protyazhennosti i puti ee sovershenstvovaniya dlya povysheniya effektivnosti rabot // Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa. – M.: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2015. – №6. – p. 65-73.
6. Vavilin V.A., Galiev T.R., Kunakasov A.A., Sorokina E.V. Ispol'zovanie YAMR relaksometra v izuchanii harakteristik porody mestorozhdenij s trudnoizvlekaemymi zapasami // SPE-171173-RU.
7. Sotnikov O.M., Remeev M.M., Nuriev D.V., Hisametdinov M.R., Musin K.M., Hajrtdinov R.K. O vliyanii razlichnyh reagentov na smachivaemost' gidrofobnyh karbonatnyh porod // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2016. – №7. – p. 19-23.
8. Ahmetov R.T., Muhametshin V.SH., Andreev V.E. Prognoz pokazatelya smachivaemosti produktivnyh plastov po dannym promyslovoj geofiziki. // Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyah i gazovyh mestorozhdenij. – M.: PJSC «VNIIOENG», 2016. – №2. – p. 21-25.
9. Mihajlov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. Novye predstavleniya o smachivaemosti kollektorov nefti i gaza. // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2016. – №7. – p. 80-85.
10. Pat. RU 2070287 MPK E21B 43/27. Sposob obrabotki prizabojnoj zony dobyvayushchej skvazhiny / V.D. Moskvina, A.V. Starkovskij, A.T. Gorbunov, A.A. Bokserman, K.L. Matveev, H.H.Gumerskij, F.H. Galeev // №94 94025398; Zayavl. 05.07.1994; Opubl. 10.12.1996.
11. Pat. RU 2460872 MPK E21B 43/16. Sposob obrabotki prizabojnoj zony / E.V. Panikarovskij, V.V. Panikarovskij, V.A. Shuplecov, D.A. Kustyshev, A.A. Kuz'mich, V.V. Panikarovskij, M.A. Sagidullin // № 2011123610/03; Zayavl. 09.06.2011; Opubl. 10.09.2012.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

12. Ахметшин М.А. Об искусственной гидрофобизации пород призабойной зоны добывающих скважин. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «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. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 1994. – №2. – с.13-14.
14. Шелепов В.В., Зарипов О.Г., Фахретдинов Р.Н., Земцов Ю.В. Вопросы интенсификации добычи нефти в полимиктовых высокоглинистых коллекторах. // Интервал. – Самара: ООО «Портал инноваций», 1999. – №7. – с. 2-6.
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 (тез. докл. межрегион. научно-техн. конф.). – 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.

REFERENCES (ending)

12. Ahmetshin M.A. Ob iskusstvennoj gidrofobizacii porod prizabojnoj zony dobyvayushchih skvazhin. // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2016. – №1. – p. 73-77.
13. Safin S.G., Safin S.S. Osobennosti tekhnologii kompleksnoj obrabotki prizabojnoj zony nedonasyschennyh neft'yu plastov. // Neftepromyslovoe delo. – M.: PJSC «VNIIOENG», – 1994. – №2. – p.13-14.
14. Shelepov V.V., Zaripov O.G., Fahretdinov R.N., Zemcov YU.V. Voprosy intensivacii dobychi nefti v polimiktovyh vysokoglinistyh kollektorah // Interval. – Samara: LLC «Portal innovacij», 1999. – №7. – p. 2-6.
15. Glushchenko V.N., Ryabov V.G., YUrpalov I.A. Funkciya polyarnyh neelektrolitov v sostave rastvoritelej ASPO. // Himicheskaya promyshlennost': Sovremennye zadachi tekhniki, tekhnologii, avtomatizacii, ekonomiki (tez. dokl. mezhtregion. nauchno-tekhn. konf.). – N. Novgorod: 1999. – p. 20-21.
16. Rogachev M.K. Novye himicheskie reagenty i sostavy tekhnologicheskikh zhidkostej dlya dobychi nefti. – Ufa: Gilem, 1999. – 75 p.

УДК 622.276.6 (476)

Применение новой технологии увеличения добычи нефти и КИН – способ продлить жизнь истощенным малым залежкам с ограниченными запасами углеводородов и низким пластовым давлением

¹П.П. Повжик – канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора по геологии;

²Н.А. Демяненко - канд. техн. наук, доцент, начальник отдела перспективного развития;

³Д.В. Сердюков - начальник отдела разработки нефтяных месторождений;

²М.И. Галай - ведущий инженер-технолог отдела развития инновационных технологий

(¹ РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;

² БелНИПИнефть;

³ НГДУ «Речицанефть»)

В Припятском прогибе, основном регионе деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», 68,4% от суммарного количества всех открытых месторождений, составляют небольшие по запасам месторождения,