

УДК 622.276.344.

СОСТАВ И ПРОЦЕСС ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ИХ ОБВОДНЕНИЯ

А. И. Наливайко

Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка
просп. Первомайский, 24, г. Полтава, 36011, Украина. E-mail: nalivayko.60@mail.ru

Сделана попытка рассмотрения наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов и производительности скважин в условиях разработки нефтяных и газовых месторождений Украины. Особое внимание уделяется обработке данных исследований при расчете физических свойств углеводородов. Рассмотрены как традиционные методы увеличения нефтеотдачи, так и новые подходы к решению этой проблемы, например, гидрофобизация призабойной зоны пласта или использование водонабухающих полимеров. Показано, что применение гидрофобных материалов "Ramsinks-2" и "Silpan-SV" в скважинах позволяет практически полностью восстанавливать фильтрационные характеристики продуктивного пласта, увеличивая нефтяную составляющую в водонефтяной смеси.

Ключевые слова: гидрофобизация, пласт, месторождение, метод, нефтеотдача.

СКЛАД І ПРОЦЕС ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ ЇХ ОБВОДНЕННЯ

О. І. Наливайко

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.
просп. Першотравневий, 24, г. Полтава, 36011, Україна. E-mail: nalivayko.60@mail.ru

Зроблено спробу розгляду найбільш ефективних методів збільшення нафтовіддачі пластів та продуктивності свердловин в умовах розробки нафтових і газових родовищ України. Особлива увага приділяється обробці даних досліджень при розрахунку фізичних властивостей вуглеводнів. Розглянуті як традиційні методи збільшення нафтовіддачі, так і нові підходи до вирішення цієї проблеми, наприклад, гідрофобизація привибійної зони пласта або використання полімерів. Показано, що застосування гідрофобних матеріалів «Ramsinks-2» і «Silpan-SV» у свердловинах дозволяє практично повністю відновлювати фільтраційні характеристики продуктивного пласта, збільшуючі нафтову складову у водонафтовій суміші.

Ключові слова: гідрофобизація, пласт, родовище, метод, нафтовіддача.

АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ. В современных условиях доля трудноизвлекаемых запасов в общем балансе углеводородов постоянно растет. При этом увеличивается доля сильнообводненных и малодобитных скважин в общем фонде, усиливается отрицательная роль загрязнений (скин-эффекта) в призабойной зоне добывающих скважин, уменьшается нефтеотдача пласта из-за образования промытых зон от нагнетательных скважин и усиления неоднородности разработки, снижается пластовая энергия. В условиях месторождений с неоднородным по проницаемости коллектором (наличие множества отдельных пропластков, монолитный пласт с неоднородностью по проницаемости) указанные проблемы только усиливаются [1]. В связи с этим особую актуальность приобретает комплексное использование технических, организационных и экономических инструментов повышения эффективности недропользования.

Целью данной статьи является анализ новых подходов по решению проблемы стабилизации добычи нефти и газа нефтяных месторождений на поздней стадии их разработки.

МАТЕРИАЛ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ. Увеличение конечного коэффициента извлечения углеводородов из продуктивного пласта на завершающей стадии разработки обеспечивается в результате увеличения дебита углеводородов и достижения гидродинамического совершенства скважины, повышения гидроразрывности и очистки призабойной зоны пласта от загрязнений, снижения обводненности добываемой продукции,

увеличения охвата пласта заводнением и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин [2, 3].

Увеличение дебита углеводородов достигается за счет повышения добывающих возможностей скважины. Максимальный эффект при интенсификации добычи будет достигаться в результате одновременного улучшения фильтрационных характеристик пласта, расширения контура питания скважины и усиления гидродинамической связи с удаленной зоной пласта. Гидродинамическое совершенство вскрытия скважины обеспечивается в результате дополнительной или повторной перфорации скважины с помощью стандартных или медленно горящих зарядов, что позволяет увеличивать дебит добывающих скважин и повышать приемистость нагнетательных скважин. В условиях старых эксплуатационных скважин повторную перфорацию проводят в среде активных технологических растворов. При этом для конкретных условий различных месторождений разработаны оптимальные составы жидкостей перфорации. Например, для месторождений с активной нефтью и высокой обводненностью (Долинский нефтепромысловый район) используют мицеллярные растворы на водной основе. Для месторождений с гидрофобными коллекторами или высоковязкой нефтью (Черниговский и Ахтырский нефтепромысловые районы) в качестве технологического раствора используют поверхностно активные системы с повышенной проникающей способностью.

С целью максимального снижения отрицательного влияния жидкостей перфорации на проницаемость пласта и частичного воздействия на призабойную зону разработаны оптимальные составы мицеллярных растворов и поверхностно активных систем с различной плотностью. Использование активных технологических жидкостей при проведении повторных перфораций продуктивных пластов позволило существенно повысить их эффективность и увеличить дебит скважин. Например, для Скороходовского нефтяного месторождения (при-сутствии гидрофобных коллекторов) этот метод является единственным высокоэффективным способом влияния на пласт-химические методы воздействия или малоэффективны, или вообще снижают продуктивность пласта [4].

Отложение загрязнений в призабойной зоне пласта приводит к уменьшению сечения каналов фильтрации нефти, возрастанию гидравлических потерь и снижению дебитов добывающих скважин в

целом, а иногда и к полной закупорке, как продуктивного пласта, так и внутрискважинного оборудования. Одним из таких постоянно образующихся загрязнений являются асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО).

В целях дальнейшего уменьшения накопления АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и внутренней поверхности труб, что приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода работы скважин и эффективности работы насосных установок, предлагается использовать скважинные магнитные антипарафиновые установки НПП «Укрпромтехнология-КН» (МАУ «УПТ-КН»). Магнитные антипарафиновые установки (МАУ «УПТ-КН») прошли успешно промышленные испытания в 2002–2009 годах на нефтяных промыслах в НГДУ «Бориславнефтегаз» ОАО «Укрнефть» [5]. Их использование позволяет увеличивать межремонтный (межочистной) период работы скважин в 1,92–2,6 раза (табл. 1).

Таблица 1 – Эффективность применения МАУ «УПТ-КН»

Номер скважины	Режим работы, час.	Количество ремонтов		Межремонтный период работы, сут.		Коэффициент увеличения МПР, раз
		до	после	до	после	
948–Бор.	24	8	1	228	438	1,92
1343–Бор.	24	5	1	385	949	2,6
748–Бор.	24	6	1	248	510	2,06

Технология воздействия на пласт и применение тех или иных реагентов зависит от геолого-промышленных условий конкретного месторождения и характера привнесенных загрязнений. За десять последних лет проведено более 50 операций с применением щелочно-кислотных растворов в Ахтырском, Долинском, Полтавском и Бориславском нефтепромысловых районах. Коэффициент эффективности составил 74 %, а дополнительная добыча на одну обработку – 550 т. При этом увеличение дебита скважин по жидкости составляет от 120 до 370 %.

Вследствие вышеуказанного, актуальным является рассмотрение принципиальной возможности увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов в условиях их обводнения.

После длительного извлечения нефти из скважины фильтрационные свойства нефтеносных пластов постепенно ухудшаются, происходит изменение состава водонефтяной эмульсии, увеличивается обводнение скважин. Как следствие этих изменений, доля трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе достигает 60 %, увеличивается доля сильнообводненных и малодебитных скважин по всему фонду, усиливается отрицательная роль загрязнений в призабойной зоне добывающих скважин, уменьшается нефтеотдача пласта из-за образования промытых зон [6].

В процессе эксплуатации доля воды в продукции скважины постоянно увеличивается. Причиной этого могут быть как очаговые прорывы нагнетаемой воды, так и различные нарушения. В *первом варианте* вода поступает из продуктивного горизонта по наиболее проницаемым зонам. Во *втором варианте*

вода может поступать через цементный стакан на забое скважины, через дефекты в эксплуатационной колонне (трещины, раковины в металле, негерметичные резьбовые соединения), за счет перетоков вод из одного пласта в другой, происходящих за счет отсутствия изоляции их друг от друга в результате некачественного цементирования. Для снижения доли воды в добываемой продукции предлагается применять композицию реагентов полифункционального назначения, включающую гидрофобные вещества на основе кремнийорганических реагентов (например, гидрофобный материал «Ramsinks-2»), катионоактивные ПАВ, коагулирующие вещества. Применение этих композиций позволяет изменять фазовую проницаемость призабойной зоны добывающих скважин так, что ограничивается приток воды и увеличивается приток нефти.

В какой-то степени вопросы изменения доли обводнения продукции нефтяных скважин сегодня стали решать применяя в применении реагента "Экстрат-700" немецкой фирмы "WACKER-CHEMIE GmbH" и разработанных российскими учеными реагентами – «Sidoks» патент Англии от 01.11.2000 г. WO 01/33039 A1 "Composition and process for oil extraction", реагент «Полисил» (его модификация «Ретин») фирма РИТЭК [2, 7].

Интересными с научной точки зрения и эффективными при использовании оказались загущенные кислотные системы на основе неионогенных ПАВ. Установлено, что с увеличением концентрации ПАВ скорость растворения карбонатной породы кислотным раствором уменьшается, но уменьшается ступенчато (рис. 1).

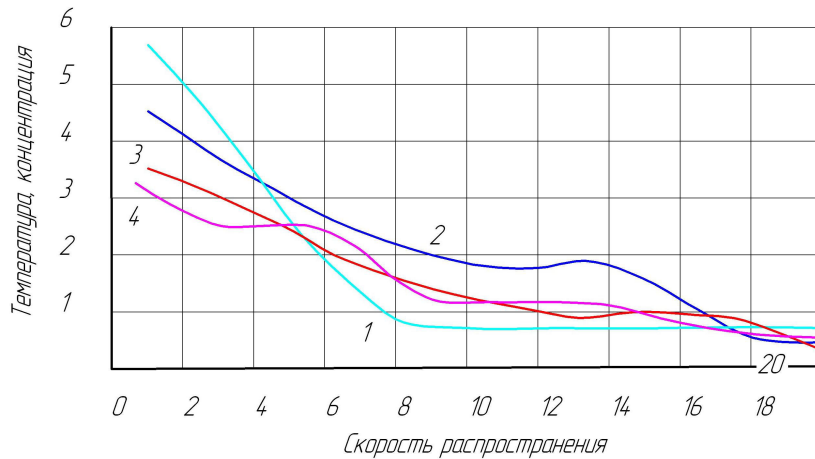


Рисунок 1 – Вплив температури та концентрації ОС-20 на швидкість розчинення CaCO_3 загущеним кислотним розчином при температурах: 1 – 80 °C; 2 – 60 °C; 3 – 40 °C; 4 – 20 °C

Такий механізм взаємодії пов'язаний з адсорбцією ПАВ на породи – швидкість розчинення обернено пропорційна величині адсорбції. Поскільки з збільшенням концентрації ПАВ її адсорбція підвищується ступінчато, швидкість розчинення карбонатів в певних інтервалах концентрацій від неї не залежить. Ще більш цікаво вплив температури на швидкість розчинення карбонатів такими кислотними системами. Відомо, що температура посилює адсорбцію ПАВ на породи. За рахунок цього загущені кислотні системи на основі неіоногенних ПАВ, на відміну від більшості кислотних розчинів, здатні в певних температурних межах навпаки знижувати швидкість розчинення при збільшенні температури. При цьому найбільше зниження швидкості розчинення для різних ПАВ спостерігається в діапазоні температур від 50 до 80 °C. Наявність в кислотному розчині значущої концентрації ПАВ змінює також і реологію рідини. Встановлено, що в залежності від концентрації ПАВ або температури, загущені кислотні системи на основі неіоногенних ПАВ можуть одночасно проявляти властивості ньютонової, псевдопластичної та дилатантної рідини. Крім цих показників, збільшення концентрації ПАВ в кислотному розчині підвищує його нафтовитіснюючі властивості з 2–8 до 20–50 % від кількості залишкової нафти. Завдяки цьому такі кислотні розчини здатні розчиняти АСПО та витіснювати вуглекислотну плівку з поверхні породи, що покращує процес кислотної обробки.

Промисловий досвід використання загущених кислот на основі різних загущувачів та технологій їх застосування показав високу ефективність вказаного методу для нафтяних родовищ України. За 10 останніх років проведено 85 операцій з використанням загущених кислот в Ахтырському, Долинському, Полтавському та Надвирнянському нафтопромислових районах. Коефіцієнт ефективності склав від 70 до 90 % для різних умов, а додаткова добыча – понад 44000 тонн нафти.

В процесі наукової та промислової діяльності

авторами даної роботи розроблено унікальний гідрофобний матеріал «Ramsinks-2» та технологію його застосування. Представлене нами технологічне рішення – обробка продуктивного пласта гідрофобним реагентом «Ramsinks-2», дозволяє збільшувати нафтяну частину в водонефтяній суміші, що надходить з нафтяної скважини. Технологія гідрофобізації призабойної зони нафтяного пласта є новим самостійним методом інтенсифікації роботи скважин, а саме, збільшення дебіта нафти обводнених нафтяних скважин, що знаходяться на пізній стадії їх розробки. Представлене нами технологічне рішення – обробка продуктивного пласта гідрофобним реагентом «Ramsinks-2», дозволяє збільшувати нафтяну частину в водонефтяній суміші, що добивається з нафтяної скважини. Суть цього процесу полягає в утворенні на поверхні пор та капілярів молекулярно-адсорбційних плівок з орієнтованих асиметрично-полярних молекул, обернутих вуглекислотними радикалами назовні. Ці радикали гідрофобні, т.е. мають водооталкуючі властивості. Експериментальні дослідження на зразках природних пор показали, що розроблений на основі складної хімічної реакції гідрофобний матеріал «Ramsinks-2», є блокуючим матеріалом м'якого дії – частково знижує проникність колектора. Зниження проникності водонасиченого пласта за рахунок його нагнетання становить 9–32 % від його початкового значення. При цьому коефіцієнт відновлення залежить від початкової проникності зразка гірної породи – з її збільшенням коефіцієнт відновлення проникності також збільшується. Для нафтенасичених зразків характерні більш високі показники відновлення – від 20 до 98 %. За рахунок гідрофобізації поверхні пор частини нафти при постійній подачі емульсії, підвищується на 10–15 %. Промислові випробування гідрофобного реагента «Ramsinks-2» на скважинах в НГДУ «Бориславнефтегаз» ОАО «Укрнефть» в 2004–2007 роках підтвердили результати експериментальних робіт – зниження обводненості складало 7–15 % [4].

В некоторых случаях, за счет блокирования обводненных зон и восстановления проницаемости загрязненных пропластков, наблюдалось увеличение дебита скважины на 200–350 %. Реагенты рекомендуемых композиций адсорбируются на поверхности поровых каналов и за счет этого длительное время не вымываются из продуктивного пласта. Поскольку композиция нагнетается в пласт как суспензия, то проникать она будет в поровые каналы только опре-

деленного размера. Для коллекторов Бориславского нефтепромыслового района нагнетание суспензии материала “Ramsinks–2” возможно в пласты с проницаемостью более 15 нм^2 (табл. 2).

В процессе исследований установлено, что в образцы с проницаемостью 15 нм^2 суспензия “Ramsinks–2” практически не проникает. За счет накопления на входном торце зерна его проницаемость уменьшается до величины 21 % от начальной.

Таблица 2 – Глубина проникновения суспензии “Ramsinks–2”

Номер зерна	Пористость, %	Жидкость насыщения	Начальная проницаемость, 10^{-3} мкм^2	Длина отрезаемой пластинки, мм	Проницаемость зерна после накачки суспензии, 10^{-3} мкм^2	В % от начальной
1	15,8	керосин	29,1	0 (L=48,5)	15,3	52,5
				0,7 (L=47,5)	17,8	61,2
				6,9 (L=41,6)	18,9	64,9
				14,9 (L=33,6)	20,4	70,1
				23,0(L=48,5)	23,1	79,4
2	13,0	керосин	67,8	0 (L=53,5)	13,7	20,3
				0,7 (L=52,1)	20,4	30,2
				6,9 (L=40,1)	24,1	35,6
				23,0 (L=36,5)	27,8	41,1
3		керосин		0 (L=49,7)	3,2	21,3
				0,7 (L=48,7)	14,6	97,3
				6,9 (L=36,7)	14,7	98,0

Удаление образовавшегося наложения и пластинок размером 1 мм приводит к практическому восстановлению проницаемости – 98 % от начальной (табл. 2). Увеличение проницаемости усиливает проникновение суспензии в поровое пространство. Так, для образца с проницаемостью 29 нм^2 удаление пластинок общей длиной 23 мм только позволяет увеличивать коэффициент восстановления проницаемости до 80 %. Для образца с проницаемостью 67 нм^2 удаление приблизительно такой же пластинок позволяет увеличить коэффициент восстановления проницаемости только до 43 %. Также необходимо отметить, что вещества, входящие в композицию, не отвердевают в породе, они закачиваются с помощью стандартной техники в небольших количествах, что предотвращает возникновение проблем при освоении скважины. Вместе с тем, нами в 2006–2008 годах были проведены лабораторные исследования усовершенствованного гидрофобного реагента «Silpan–SV» на керновых материалах для условий Ахтырского нефтепромышленного района ОАО “Укрнефть” [5].

Гидрофобный дисперсный материал «Silpan–SV» получен на основе диоксида кремния, включает химическую модификацию поверхности исходного материала элементоорганическим соединением общей формулы $\text{Cl}_{4-n}\text{SiR}_n$, где $n=1-3$, R=метил-, этил-, хлорметил, фенил- и в основном состоит из кремнезема в некристаллической форме.

Частицы гидрофобного материала «Silpan–SV» представляют собой тонкодисперсный порошок белого цвета, не растворимый в воде и, в большинстве своём, сложенный сферическими частицами диа-

метром 0,07–0,09 мкм. Они обладают чрезвычайно высокой площадью поверхности $30-40 \text{ м}^2/\text{г}$. Их насыпная плотность составляет 0,1...0,25 г/см³, влажность при хранении в открытой таре не более 0,05 %, остаток на сите с сеткой № 0315 не более 0,15 %. Материал относительно стабилен, инертен, не чувствителен к изменению температуры.

Лабораторные исследования проводились при нормальных условиях на керновом материале из скважины № 174 Бугруватовская, отобранного в интервале 3876–3887 м, который литологически представлен кварцевым высокопроницаемым песчаником (абсолютная проницаемость больше $200 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Для проведения исследований часть кернов были пропитаны водой с минерализацией NaCl 40 г/л, а вторая часть – дегазированной нефтью из скважины № 202 Качановская с созданием остаточного водонасыщения в соотношении 70:30.

В ходе проведения экспериментальных исследований по определению зоны влияния гидрофобизации использовался материал «Silpan–SV», являющийся улучшенной разработкой материала «Ramsinks–2». Сначала определялась проницаемость кернов с жидкостью насыщения, после чего через образцы прокачивали керосиновый раствор реагента «Silpan–SV» в количестве 10 поровых объемов с последующей выдержкой его в породе в течение 24 часов. После этого определялись проницаемость образцов по жидкости насыщения и коэффициент восстановления проницаемости.

Проницаемость и коэффициент восстановления определялся также после удаления с торца зерна пластинок толщиной 1 и 10 мм. Результаты исследований приведены в табл. 3.

Результаты исследований позволяют сделать следующий вывод: реагент «Silpan-SV», проникая в поровое пространство образца, приводит к частичному снижению фазовой проницаемости нефтеносного образца по нефти (коэффициент обновления 52–58 %) и значительному снижению фазовой проницаемости насыщенного водой образца (коэффициент восстановления 9–15 %). Для условий Бугру-

ватовского месторождения проникание «Silpan-SV» в поровое пространство наблюдается на значительное расстояние. В случае нефтеносных образцов наблюдается частичный рост проницаемости (на 22–26 %) при уменьшении длины керна. В случае водонасыщенных образцов значительных изменений проницаемости не наблюдается [6].

Таблица 3 – Результаты исследований реагента «Silpan-SV»

Номер керна	Пористость, %	Жидкость насыщения	Начальная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Длина пластинки, что отрезается, мм	Проницаемость керна после накачки суспензии, 10^{-3} мкм ²	В % от начальной
11629	15	нафта	46,2	0 (L=51,5)	27	58
				1(L=50,5)	27,7	61
				10 (L=41,5)	36,4	80
11631	16,2	нафта	63,5	0 (L=58,1)	32,9	52
				3 (L=55,1)	41,3	65
				9 (L=49,1)	49,7	78
11639	17	вода	118,7	0 (L=49,3)	17,9	15
				1 (L=48,3)	18,6	16
				10 (L=39,3)	15,5	13
11632	15,8	вода	86,4	0 (L=47,5)	7,8	9
				1 (L=46,5)	8,6	10
				8 (L=39,5)	9,8	11

По сравнению с результатами, полученными при исследовании реагента «Silpan-SV» для условий Бориславского нефтепромышленного района, повышения начальной проницаемости образцов горных пород приводит к росту коэффициента восстановления для нефтеносных образцов и уменьшения проницаемости для водонасыщенных образцов. Так, коэффициент обновления нефтеносных кернов для условий Бугруватовского месторождения составляет

52–58 % в отличие от условий 20–52 % для Бориславского месторождения. Коэффициент восстановления водонасыщенных кернов для условий Бугруватовского месторождения составляет 9–15 % по сравнению с 9–32 % для условий Бориславского. Полученные результаты свидетельствуют, что условия Ахтырского нефтепромышленного района более оптимальными для селективного действия реагента «Silpan-SV» [4, 5].

Таблица 4 – Степень снижения водопроницаемости нефтяного пласта

№ п/п	Концентрация гидрофобного вещества в конденсате, мас. %	Исходная водопроницаемость модели пласта, V_B , мкм ²	Водопроницаемость модели пласта после обработки гидрофобным веществом, $V_{Впг}$, мкм ²	Степень снижения водопроницаемости, $n=V_B/V_{Впг}$
1	0,5	0,0715	0,00994	7,2
2	1,5	0,0623	0,0067	9,3
3	2,5	0,4127	0,0381	10,9
4	3,0	0,0823	0,0076	10,8

Исследование совместной фильтрации нефти и воды через керны, обработанные углеводородной суспензией реагента «Silpan-SV», показало, что гидрофобизация призабойной зоны приводит к увеличению доли углеводородов в продукции скважин примерно на 7–15 %. При этом следует учитывать, что вода и керосин подавались в керн двумя разными силовыми установками при одинаковом расходе (моделирование активного водонапорного режима). При моделировании природных режимов разработки залежи (использование одной силовой установки через два контейнера отдельно с водой и керосином) рост доли углеводородов при гидрофобизации призабойной зоны является еще большим и составляет около 30 %. Если до обработки через образец

фильтровалась исключительно вода, то после обработки в продукции появился керосин.

Проведенные экспериментальные исследования говорят о следующем. *Во-первых*, условия Бугруватовского и Качановского месторождений более оптимальны для использования реагента «Silpan-SV» с целью гидрофобизации призабойной зоны пласта, чем условия Бориславского нефтепромышленного района. *Во-вторых*, для достижения максимального эффекта при выборе объектов необходимо обращать внимание на поровое пространство коллектора с неоднородными по проницаемости пропластками или участками, т.е. условия раздельного поступления воды и нефти. Кроме того, в настоящее время еще продолжают экспериментальные исследова-

ния по определению влияния скорости фильтрации пластовых флюидов на блокирующий эффект реагента «Silpan-SV» в поровом пространстве керна [1, 8].

ВЫВОДЫ. Экспериментальные исследования по определению влияния скорости фильтрации пластовых флюидов показали влияние на блокирующий эффект реагента «Silpan-SV» в поровом пространстве керна. При достижении максимального эффекта при выборе объектов необходимо обращать внимание на коллектор с неоднородными по проницаемостью слоями или участками, т.е. на условия раздельного поступления воды и нефти.

Предлагаемые технологические решения, такие как глубинная перфорация, очистка призабойной зоны пласта и применение МАУ, обработка продуктивного пласта гидрофобизаторами различными кислотными или поверхностно-активными системами, представляют собой систему мер, направленных на изменение состава водонефтяной эмульсии.

Применение гидрофобных материалов «Ramsinks-2» и «Silpan-SV» в скважинах позволяет практически полностью восстанавливать фильтрационные характеристики продуктивного пласта, увеличивая нефтяную составляющую в водонефтяной смеси.

ЛИТЕРАТУРА

1. Наливайко А.И., Рудый М.И., Полевой Ю.А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов и произ-

водительности скважин в условиях нефтяных месторождений Украины // Научный вестник национального горного университета. – 2005. – № 12. – С. 15–21.

2. Юрков Н.И. Физико-химические основы нефтестройки. – Волгоград, 2004. – 387 с.

3. Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Издательство Свет, 1970. – 638 с.

4. Патент РФ № 2188933, кл. E21B37/06, E21B43/22. Способ повышения производительность скважин / Наливайко А.И., Марьин В.И., Акчурин В.А. и др. / Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского; заявл. 15.05.2001; опубл. 10.09.2002. – 14 с.

5. Патент РФ № 2192390, кл. C02F 1/48, 10.11.2002. Устройство для магнитной обработки жидкости / Демахин А.Г., Капируля В.М., Наливайко А.И. и др.; опубл. 11.10.2002. – 13 с.

6. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 628 с.

7. Наливайко О.И., Мангура А.М., Наливайко Л.Г. Основы физики нафтогазового пласту: навчальний посібник. – Полтава: ПолтНТУ, 2011. – 252 с.

8. Патент Украины на полезную модель № 32045. Растворы для селективной обработки нефтяных пластов (Silpan-SV) / Панько Д.А., Наливайко А.И., Рудый М.И., Лапко С.В., 2008. – 12 с.

COMPOSITION AND PROCESS FOR INCREASING NEFTEODDACHI PRODUCTIVE FORMATIONS AND WELL PRODUCTIVITY UNDER CONDITIONS OF THEIR WATER CUT

A. Nalivayko

Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

prosp. Pervomajskiy, 24, Poltava, 36011, Ukraine. E-mail: nalivayko.60@mail.ru

In the article is made an attempt to investigate the most effective methods of petrofeedback increasing and wells productivity in the conditions of Ukrainian oil and gas fields. The special attention is given to the processing of survey data for use in the calculation of physical hydrocarbons properties. Traditional methods petrofeedback increasing and new approaches of solving this problem, such as hydrophobization layer zones or the use of water-swellable polymers are also considered. It is shown that the use of hydrophobic materials "Ramsinks-2" and "Silpan-SV" in wells allows almost completely restore the filtration characteristics of the producing formation by increasing the oil component in the oil-water mixture.

Key words: hydrofobyzatsyya, plastic, deposits of method, oil recovery.

REFERENCES

1. Nalivayko, A.I., Rudyi, M.I., Polevoy, Yu.A. (2005), "Advanced recovery methods and well capacity in the Ukrainian oilfield conditions", *Scientific Bulletin of National Mining University*, vol. 12, pp.15–21.

2. Yurkov, N.I. (2004), *Fiziko-himicheskie osnovyii neftedobyichi* [Physicochemical principles of oil production], Volgograd, Russia.

3. Levorsen, A. (1970), *Geologiya nefii i gaza* [Oil and gas geology], Svet, Moscow, USSR.

4. Nalivayko, A.I. Mariin, V.I., Akchurin, V.A. et al. (2002), *Sposob povyiisheniya proizvoditel'nost' skvazhin* [Method of well capacity increase], Patent RF no. 2188933, 10.09.2002, 14 p.

5. Demahyn, A.G., Kapuryulya, V.M., Nalyvayko, A.I., Sevastyanov, V.A., Spiridonov, R.V., Kyvokurtsev, A.Y. (2002), *Ustrojstvo dlya magnitnoji obrabotki*

zhidkosti [Arrangement for mahnytnoy Monitor fluid], Patent RF no. 2192389, 11.10.2002, 13 p.

6. Muskat, M. (2005), *Techenie odnorodnyih zhidkosteji v poristoji srede* [For homogeneous fluids in porous media], Institute of Computer Science, Moscow, Izhevsk, Russia.

7. Nalyvayko, A.I., Manhura, A.M., Nalyvayko, L.G. (2011), *Osnovi fiziki naftogazovogo plastu: navchal'nij posibnik* [Fundamentals of Physics gas layer: Textbook], PoltNTU, Poltava, Ukraine.

8. Panko, D.A., Nalivaiko, A.I., Rudyi, M.I., Lapko, C.V. (2008), *Rastvoryi dlya selektivnoji obrabotki neftyanyih plastov (Silpan-SV)* [Solution for selective treatment of oil formation (Silpan-SV)] / Useful model patent of Ukraine no. 32045, 12 p.

Стаття надійшла 20.02.2015.