

В.В.Дрягин (ЗАО "Интенсоник & К")

Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений № 10 1998г. с 36-42.

В последние годы отечественные и зарубежные исследователи уделяют значительное внимание акустическим методам повышения нефтеотдачи, как наиболее перспективным по своим техническим возможностям, экономичным и экологически чистым. Характерной особенностью этих методов является то, что акустическое поле оказывает комплексное воздействие на различные свойства пород и насыщающие флюиды. О широких возможностях использования акустических полей при воздействии на породы-коллекторы говорят серьёзные теоретические расчёты, подтверждённые экспериментально в лабораторных условиях и промысловыми испытаниями.

Интенсивное акустическое воздействие (АВ), особенно в ультразвуковом диапазоне частот, перспективно во многих отношениях. Оно обеспечивает, высокую интенсивность колебаний в рабочих средах и характерные нелинейные эффекты, как усиление радиального давления, дополнительное акустическое течение за счёт механоактивности скелета породы, увеличение проницаемости флюидов и теплопроводности, деструкцию различных кольматирующих комплексов. Среди них последнему процессу придаётся определяющее значение. При разработке залежей важную роль могут играть сопутствующие акустическому воздействию и одновременно протекающие деэмульгация и разгазирование нефти, снижение её вязкости, угнетение сульфатпроизводящих бактерий, активация гравитационной сегрегации устойчивых смесей. Всё это гарантирует эффективность технологии метода АВ при решении различных практических задач.

Глубина воздействия высокочастотных акустических полей небольшая, но вполне соизмерима с зоной кольматации (до 10 см), поэтому использование акустических методов перспективно, главным образом, для обработки призабойной зоны пласта (ПЗП). Изменение состояния ПЗП под влиянием акустической энергии зависит как от свойств пород, так и от технического состояния скважины. Для прогнозирования результатов АВ необходимо учитывать, как минимум, пористость и проницаемость пород, состав и количество цементирующего материала, свойства нефти, однородность разреза, остаточные запасы, обводнённость, отличие призабойной и удалённой зон пласта, динамику работы скважины и изменения давлений, параметры акустического поля. Только такой подход к выбору объектов для промысловых испытаний, учитывающий в комплексе определяющие факторы сложной системы "скважина-пласт-флюид-порода", может служить условием успешности обработки скважин.

В данной статье рассматриваются результаты промысловых испытаний АВ на примере терригенных нижнекаменноугольных продуктивных отложений трёх месторождений предуральского прогиба: Пихтовского, Уньвинского и Ольховского. В пределах прогиба тульско-бобриковские отложения существенно отличаются от аналогичных образований в платформенной части. Для них характерно проявление разнообразных диагенетических процессов и битуминозности, а также низкое содержание глинистости (менее 5 %). Всё это обусловило неоднородность пород по смачиваемости в сочетании с высокой нефтенасыщенностью и проницаемостью. Так, на платформе (Баклановское и Павловское месторождения) пористости пород в 14 % соответствуют значения проницаемости 0,012 и 0,025 мкм², а на пихтовском, Уньвинском и Ольховском - соответственно 0,180, 0,126 и 0,125 мкм².

В нефтепромысловой практике используются разнообразные акустические излучатели, среди них особый интерес представляют излучатели магнитострикционного типа, которые отличаются высокими механическими свойствами, отсутствием специальных требований к гидро- и электроизоляции сердечника, высокой мощностью, возможностью моделирования акустического воздействия на реальных породах в лабораторных условиях.

Реализация акустического воздействия в промысловых условиях на месторождениях Пермского Прикамья осуществлена с помощью аппаратуры ААВ - 310, разработанной фирмой "Интенсоник & К" (г. Екатеринбург). Прибор работает на магнитострикционном принципе и имеет следующие параметры: частота колебаний 21 кГц, интенсивность 8 Вт/см², диаметр 42 мм, одножильный кабель, рабочий диапазон температуры до 90°С, напряжение питания 220. В, потребляемая мощность 1,5 кВт. Зазор между магнитострикционными преобразователями подобран с учётом формирования максимально направленного излучения акустической энергии в радиальном направлении.

Методом АВ с целью повышения нефтеотдачи пластов на каждом месторождении было обработано по для одной скважине. Все скважины работающие, насосные, но значительно отличаются между собой по исходным параметрам и режимам эксплуатации. О реальном изменении ПЗП судили по гидродинамическим исследованиям, проведённым до и после АВ. Окончательным критерием эффективности АВ служили данные продолжительных промысловых наблюдений и экономический анализ.

Согласно результатам гидродинамических исследований во всех скважинах отмечается значительное улучшение состояния одновременно призабойной и удалённой зон пласта по мощности работающих пропластков, проницаемости, гидропроводности и коэффициентам продуктивности (таблица № 1).

Таблица № 1

Параметры пласта до и после АВ по гидродинамическим исследованиям

Время измерений	Кол-во пропластков	Работающая толщина, м.	Призабойная зона пласта			Удалённая зона пласта			
			Кэфф. продуктивности, т/сут*МПа	Гидропроводность, мкм ² *см / мПа*с	Проницаемость, мкм ²	Гидропроводность, мкм ² *см / мПа*с	Проницаемость, мкм ²	Пьезопроводность, см ² /с	Кэфф. закупорки пласта, д.ед.
Пихтовское месторождение, скважина 174, пласт Бб									

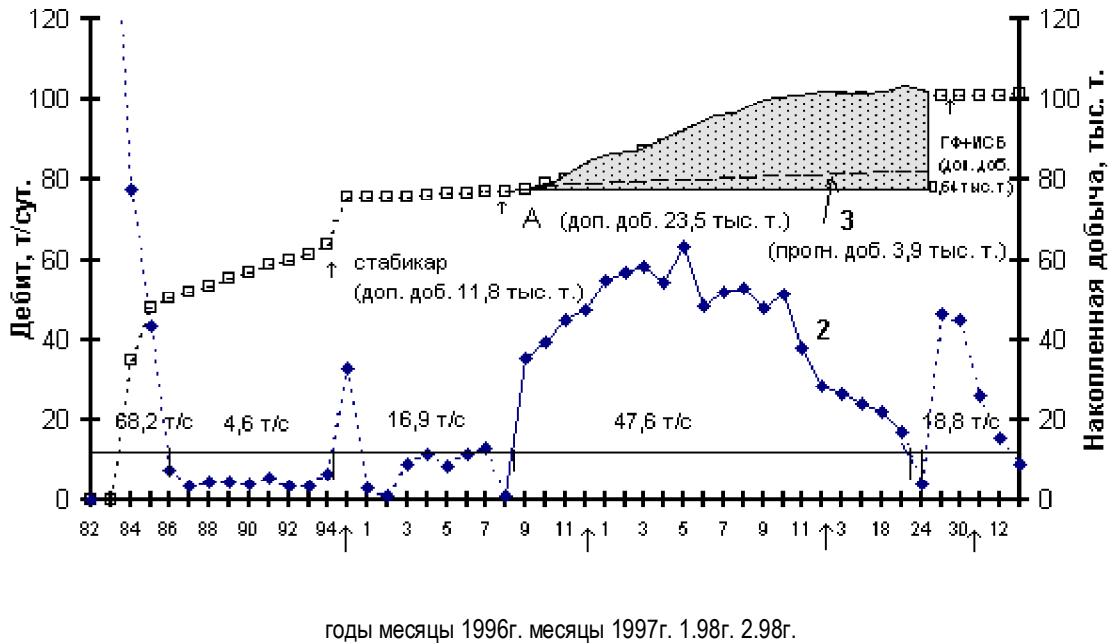
До АВ	3	7,8	2,6	6,04	0,011	8,1	0,015	297	1,34
После АВ	4	10,6	5,9	12,75	0,020	13,2	0,021	416	1,03
Изменение, %	+33,3	+35,9	+126,9	+111,1	+81,8	+63,0	+40,0	+40,1	
Ольховское месторождение, скважина 266, пласт Тл2 + Бб									
До АВ	1	0,4	0,08	0,16	0,0032	0,13	0,0026	124	0,81
После АВ	2	1,2	0,330	0,64	0,0042	0,56	0,0036	180	0,88
Изменение, %	+100	+200	+312	+400	+131	+430	+146	+145	
Уньвинское месторождение, скважина 255, пласт Тл2 + Бб									
До АВ	3	4,0	4,1	7,9	0,010	7,1	0,009	913	0,9
После АВ	3	5,2	7,5	12,7	0,021	14,0	0,024	949	1,10
Изменение, %	0	+30	+82,9	+60,8	+110	+97,2	+167	+3,9	

Например, в скважине 174 работающих пропластков стало 4 вместо 3, а их общая работающая толщина увеличилась с 7,8 до 10,6 м. Фильтрационные свойства особенно заметно улучшились в ПЗП. Коэффициент продуктивности скважины увеличился с 2,6 до 5,9 тонн/сут. МПа (на 127 %), гидропроводность с 6 до 12,8 км²см/МПа·с (на 111 %), проницаемость с 0,011 до 0,02 мкм² (на 82 %). Различие между призабойной и удалённой зонами пласта нивелируется, и коэффициент закупорки пласта снижается с 1,34 до 1,03.

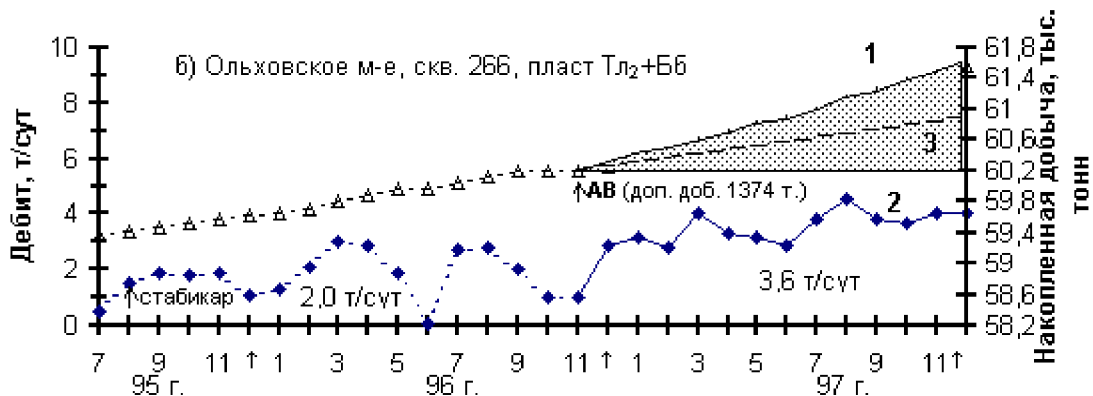
Аналогичная тенденция изменения параметров пласта наблюдается и в остальных двух скважинах, причём у самой низкодебитной (скважина 266, Ольховское месторождение) относительное улучшение ПЗП происходит в большей степени. В частности, коэффициент продуктивности и гидропроводность увеличились на 312 и 400 %. Особенности изменений среднесуточных дебитов и накопленной добычи иллюстрируется на [рисунке № 1](#).

Динамика добычи нефти до и после акустического воздействия

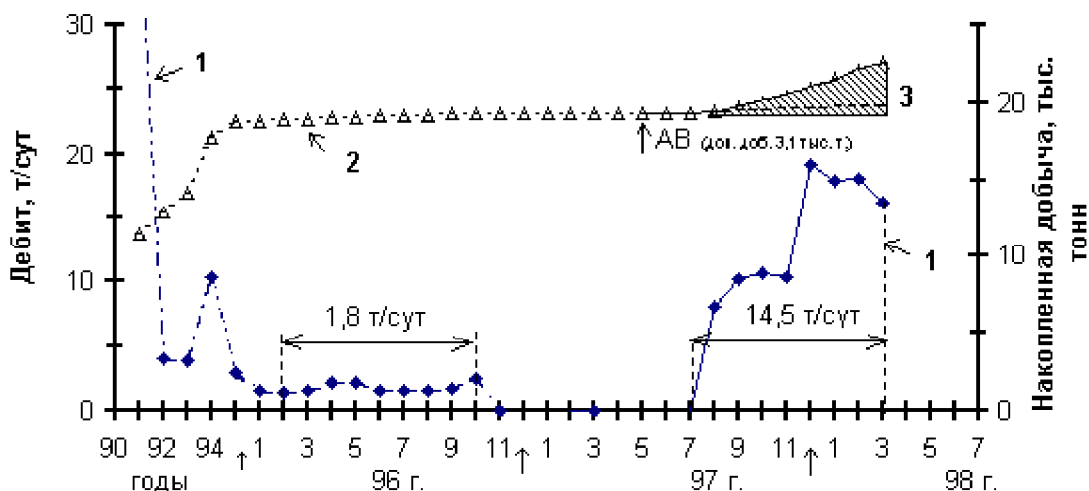
Пихтовское месторождение, скважина 174 пласт Бб



Ольховское месторождение, скважина 266 пласт Тл2+Бб



Уньвенское месторождение, скважина 255 пласт Тл2+Бб



1. Накопленная добыча 2. Среднесуточный дебит 3. Прогнозная накопительная добыча

Они однозначно подтверждают успешность проведённого АВ. В каждой из скважин после АВ отмечается значительное увеличение дебита и темпа накопленной добычи.

На примере скважины 174 Пихтовского месторождения, в отличие от других, можно говорить о конечном эффекте от АВ. Она прошла весь цикл динамики дебитов, включая рост, стабилизацию и падение до уровня значений перед обработкой. Весь период эксплуатации скважины можно разбить на пять этапов, существенно отличающихся по среднесуточным дебитам. С 1983 г. по 1986 г. при фонтанном режиме наблюдаются максимальные дебиты - в среднем 68,2 тонны/сут. Далее, до 1994 г., происходит резкое падение дебита до 4,6 т/с с последующим ростом и стабилизацией на уровне 16,9 тонны/сут. Послеакустический период эксплуатации характеризуется значительным увеличением дебита, в среднем до 47,6 т/сут, или восстановлением начального на 69,8 %. Повышения дебитов перед АВ (1995 г.) и после (1-2.1998 г.) обусловлены обработками ПЗ пласта растворителем стабилизатором или гексановой фракцией (ГФ) в сочетании с нитрилтриметилфосфоновой кислотой (ИСБ).

В [таблице № 2](#) и [таблице № 3](#) даётся количественная характеристика динамики добычи нефти до и после АВ, а также сравнение эффективности метода АВ с другими.

Таблица 2

Динамика добычи нефти до и после АВ

Показатели эксплуатации	Период эксплуатации		Увеличение после АВ		
	до АВ	после АВ	абсолютных единиц	%	
Пихтовское месторождение, скважина 174, пласт Бб					
Среднесуточный дебит, тонн/сут	за 8 мес.	7,9	51,2	43,3	548,1
	за 16 мес.		47,6	39,7	502,3
	max за 8 мес.	13,1	63,4	50,3	384,0
Суммарная добыча, тыс. т.	фактическая	77,2	100,7	23,5	30,4
	прогнозная	-"	81,1	3,9	5,1
	дополнительная за 16 мес.		19,6	19,6	25,3
Обводнённость, %	за 16 мес.	< 1	< 1		
Ольховское месторождение, скважина 266, пласт Тл2 + Бб					
Среднесуточный дебит, тонн/сут	за 13 мес.	2,0	3,6	1,6	80,0
	max за 13 мес.	3,0	4,5	1,5	50,0
Суммарная добыча, тыс. т.	фактическая	60,200	61,574	1,374	2,3
	прогнозная за 13 мес.	-"	60,821	0,621	1,0
	дополнительная за 13 мес.		0,753	0,753	1,3
Обводнённость, %	за 13 мес.	1,5	1,5		
Уньвинское месторождение, скважина 255, пласт Тл2 + Бб					
Среднесуточный дебит, тонн/сут	за 8 мес.	1,8	14,5	12,7	705,6
	max за 8 мес.	2,5	19,3	16,8	672,0
Суммарная добыча, тыс. т.	фактическая	19,357	22,495	3,138	16,2
	прогнозная за 8 мес.	-"	19,748	0,391	2,0
	дополнительная за 8 мес.		2,747	2,747	14,2
Обводнённость, %	за 8 мес.	2,4	1,4		-41,7

**Сравнение основных параметров работы скважины
при различных методах обработки ПЗ пласта**

(Пихтовское м-е, скважина 174, пласт Бб)

Основные параметры работы скважины	Значение параметров работы скважины после обработки ПЗ пласта			Сравнительная эффективность метода АВ относительно других			
				в абсолютных единицах		в %	
	АВ	Стабикаром	ГФ + ИСБ	Стабикара	ГФ + ИСБ	Стабикаром	ГФ + ИСБ
Мах дебит, т/сут	63,4	32,8	46,5	30,6	16,9	93,3	36,3
Средний дебит, т/сут	47,6	19,1	18,8	28,5	28,8	149,2	153,2
Дополнительная добыча, тыс. тонн	23,507	11,775	0,370	11,732	23,14	99,6	6253
Время проявления эффекта, дни	498	334* 167**	34	164* 331**	464	49,1* 198**	1365

*- две отработки с интервалом в 5 месяцев

** - в расчете на одну обработку

Так, для одинаковых 8-ми месячных периодов эксплуатации до и после АВ средние дебиты равны 7,9 и 51,2 тонны/сут., а максимальные соответственно 13,1 и 63,4 тонны/сут.. За весь период акустического эффекта (16 месяцев) накопленная добыча нефти достигла 23,5 тыс. т., или 30,4 % от суммарной за 12,6 лет эксплуатации скважины до момента АВ. Согласно прогнозным дебитам (7,9 тонны/сут.) она могла составить лишь 3,9 тыс т., что обеспечивает за счёт АВ гарантированный дополнительный объём нефти в 19,6 тыс. тонн (25,3 %). Обводнённость продукции в период акустического эффекта осталась неизменной, менее 1 %.

Показатели акустического метода повышения нефтеотдачи выгодно отличаются от результатов после обработок растворителем стабикаром, а также ГФ в комбинации с ИСБ по максимальным и средним дебитам, дополнительной добыче и времени проявления положительного эффекта. В первую очередь следует обратить внимание на большую по сравнению с другими методами длительность эффекта, что обусловило в конечном итоге значительное количество дополнительно добытой нефти. Достаточно длительный (334 дня) эффект от стабикара объясняется тем, что таких обработок было произведено две с интервалом в 5 мес. В расчёте на одну обработку время его проявления можно принять 167 дней, тогда относительный эффект метода АВ будет больше на 331 день (198 %).

Данные о среднесуточных дебитах скважины 266 Ольховского месторождения после АВ в течение 13 месяцев и результаты за аналогичный период перед воздействием, как и в случае скважины 174, позволяют говорить о достаточно чётко выраженном эффекте влияния акустического поля на её добывные возможности. В целом до АВ она работала в режиме неустойчивого дебита, а после дебит стал выше, практически стабильный с явной тенденцией роста. Средние значения дебита увеличились с 2,0 до 3,6 тонны/сут., т. е. на 80 %, а максимальные достигли 4,5 тонны/сут.. Скважина является низкодебитной и накопленная добыча за 13 месяцев составила 1,374 тыс. тонн нефти, но это в 2,3 раза больше прогнозной (0,621 тыс. тонн) за тот же срок эксплуатации. Следовательно, по итогам 13 месяцев обработка скважины позволила получить дополнительно 0,753 тыс. тонн нефти, обводнённость продукции за контрольный период сохранялась на прежнем уровне (1,5 %). В настоящее время (13 мес. после АВ) скважина находится в стадии устойчивой добычи, поэтому есть все основания полагать, что после акустический эффект может проявляться ещё несколько месяцев.

В скважине 255 Уньвинского месторождения после АВ произошло 8-ми кратное увеличение среднесуточных дебитов, с 1,8 до 14,5 тонн/сут. По темпу изменения дебитов (на 700 %) она сопоставима со скважины 174 Пихтовского месторождения. Накопленная добыча нефти за 8 месяцев после АВ составила 3,138 тыс. тонн (16,2 %), а прогнозная за этот же период равнялась бы только 0,391 тыс. тонн (2 %). Поэтому дополнительную добычу нефти за счёт акустического эффекта можно принять в объёме 2,747 тыс. т. (14 %). С ростом добычи произошло одновременно и снижение обводнённости с 2,4 до 1,4 %. После 8 месяцев эксплуатации скважины находится на уровне устойчивого высокодебитного режима и очевидно, что послеакустический эффект будет наблюдаться, как и в скважине 266, ещё достаточно долго.

Существенным моментом является и то, что на всех скважинах после АВ работы по капитальному ремонту не проводились. Таким образом, по скважине 174 Пихтовского месторождения межремонтный период составил 16,6 месяцев, а для скважины 266 Ольховского и скважины 255 Уньвинского месторождений он будет соответственно более 13 и 8 месяцев.

Таким образом, на всех трёх скважинах высокочастотные обработки призабойных зон терригенных пластов с помощью источников магнитострикционного типа оказались успешными. Фактические и прогнозные данные по добыче нефти в течение длительных периодов после АВ полностью подтверждают заключения по гидродинамическим исследованиям о существенном улучшении состояния ПЗП и свидетельствуют об эффективности проведённых работ по повышению нефтеотдачи.

Экономическая эффективность от проведения АВ определена согласно рекомендациям по комплексной оценке эффективности [8]. показатель экономического эффекта (Э) на всех этапах мероприятия устанавливается как превышение стоимостной оценки результатов (Р) над совокупными затратами (З) за весь срок осуществления мероприятия (Т):

$$Э_T = P_T - Z_T,$$

где Э_T, Р_T, З_T соответственно экономическая эффективность, стоимостная оценка результатов и стоимостная оценка затрат осуществления мероприятия за расчётный период, тыс. руб. реализован он в программном продукте microsoft excelT, разработанном в ОАО "ПермНИПинефть".

Расчёт эффективности осуществляется на основании показателей месячной добычи нефти и жидкости, закачки воды до и после проведения мероприятия за рассматриваемый период. Учитываются также калькуляция добычи нефти по конкретному предприятию и объёмные показатели работы за тот же период.

Методика проведения расчётов состоит в следующем:

1. На основании калькуляции добычи нефти и объёмных показателей определяются удельные показатели условно-переменных затрат в разрезе статей, которые изменяются с внедрением мероприятия.
2. Находится стоимостная оценка результатов за расчётный период:

$$P_T = e D Q_{\text{д}} \cdot Ц$$

где $D Q_{\text{д}}$ - дополнительная добыча нефти, тыс. тонн., $Ц$ - средняя цена реализации нефти, руб./тонну.

1. Оцениваются затраты Z_T за расчётный период, включающие условно-переменные расходы ($Z_{\text{пер}}$) и единовременные затраты ($Z_{\text{ед}}$) на проведение мероприятия; а также налоги ($Z_{\text{нал}}$), относимые на себестоимость продукции и зависящие от её объёмов:

$$Z_T = e Z_{\text{пер}} + Z_{\text{ед}} + e Z_{\text{нал}}$$

К условно-переменным расходам относятся:

- затраты энергетические ($P''_{\text{э}}$) на добычу по жидкости, на сбор и транспорт нефти на 1 тонну добываемой жидкости ($P''_{\text{стн}}$):

$$P''_{\text{ж}} = (P''_{\text{э}} + P''_{\text{стн}}) \cdot D Q_{\text{ж}}$$

- затраты на закачку жидкости:

$$P''_{\text{э зак}} = P''_{\text{э зак}} \cdot D Q_{\text{зак}}$$

- затраты на технологическую подготовку нефти:

$$P''_{\text{н}} = P''_{\text{тпн}} \cdot D Q_{\text{н}}$$

Перечень обязательных налогов включает: 1) плату за недра, 6 - 16 %; 2) отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) - 10 %; 3) отчисления в дорожный фонд - 2,4 %.

Цена реализации нефти для скважине № 266 и № 174 принята 384,6 рубля за тонну (без НДС и акциза). Доход по скв. № 255 посчитан с учётом реализации нефтепродукта (868,6 рубля за тонну) с включением расходов на процессинг в размере 197,8 рубля за тонну. Стоимость проведения АВ оценивается в 88,9 тыс. руб.

Проведённый экономический анализ свидетельствует о высокой рентабельности акустического метода повышения нефтеотдачи. По всем скважинам комплекс мероприятий, связанный с акустическим воздействием на ПЗП, полностью окупается. Эффективность по скважинам 255, 174, 266 составляет соответственно 1394,0, 5422,1 и 87,5 тыс. руб. или 160, 256 и 58 %. Срок реализации затрат даже при увеличении дебита после АВ только на 1,6 т/сут (скв. 266. Ольховское местор.) не превышает 8 мес. По скв. 255 Уньвинского месторождения он составляет около 1,5 мес., а в случае высокодебитной скважины № 174 - измеряется несколькими днями. При массовых проведениях работ по акустическому стимулированию нефтеотдачи их эффективность повысится за счёт сокращения или даже исключения объёма гидродинамических испытаний.

Выводы

Анализ длительных промысловых наблюдений свидетельствует, что АВ может рекомендоваться в качестве сервисного метода обработки ПЗ терригенных пластов с целью повышения нефтеотдачи. Метод является более эффективным в сравнении с традиционно применяемыми обработками и быстро окупаемым. Данный метод необходимо сопровождать детальными гидродинамическими исследованиями, которые в значительной степени способствуют успешности воздействия на ПЗП и одновременно являются критерием его эффективности. Рентабельность всех мероприятий при использовании метода АВ возможна только при условии обоснованного выбора скважин.

УДК 622.276.031/551.31

© ООО "НПФ "Интенсоник"