

где

$$K_{СТ} = \frac{(1 + \alpha \cdot t / \Delta)^{0,25}}{(1 - 2\Delta(t) / D)^{5,25}} \quad (18)$$

Очевидно, величина  $K_{СТ}$  будет увеличиваться при увеличении времени  $t$  эксплуатации трубопровода, поэтому  $K_{СТ}$  можно назвать коэффициентом старения трубопроводной сети, который характеризует снижение энергетической эффективности трубопроводной системы с течением времени. Элементарный анализ выражения (16) показывает, что при  $t > 0$  числитель  $(1 + \alpha \cdot t / \Delta)^{0,25} > 1$ , а знаменатель  $(1 - 2\Delta(t) / D)^{5,25} < 1$ . Таким образом, при  $t > 0$

всегда  $K_{СТ} > 1$  и интенсивно увеличивается с ростом  $t$ . Для новой трубопроводной сети  $K_{СТ} = 1$ . Чем дольше эксплуатируется трубопровод, тем больше  $K_{СТ}$  отличается от единицы, тем больше резерв энергосбережения.

В настоящее время накоплено достаточно экспериментального материала для того, чтобы воспользоваться предлагаемыми в данной работе формулами инженерных расчетов.

Правильно выбранное решение с учетом условий  $C_0 > C_э$  и  $C_0 < C_э$  позволяет сберечь энергию и сэкономить средства.

#### ВЫВОДЫ

1. На основе анализа условий работы систем водоснабжения выявлен резерв энергосбережения за счет устранения твердых отложений на стенках труб.
2. Предложены формулы, пригодные для инженерных расчетов.
3. Предложены условия для принятия обоснованного решения о дальнейшей судьбе водопроводной сети.

#### SUMMARY

*On the basis of analysis of working conditions of the water supply system the reserve of energy saving at the expense of removing the solid deposits on the pipe walls is revealed. The formulae suitable for the engineering calculations are suggested. The conditions for accepting the well grounded decision conserving the future of the water-supply net are suggested.*

Поступила в редколлегию 22 февраля 2000 г.

УДК 622.276.6

### ОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОМЫСЛОВЫХ РАБОТАЮЩИХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ПОГРУЖНЫХ УСТРОЙСТВ ГИДРОУДАРНОГО И АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Э.Л.Гочилин, доц.; И.А.Ковалев, проф.

Известно, что существующие способы разработки нефтяных залежей не позволяют полностью извлекать нефть из природных коллекторов [1].

Естественные режимы работы залежей характеризуются коэффициентом первичной нефтеотдачи, значения которого, по данным М.А. Жданова, составляют:

для эффективного водонапорного режима .....	0,6-0,8;
для эффективного режима газовой шапки .....	0,5-0,7;
для неэффективного режима газовой шапки .....	0,4-0,6;
для упруговодонапорного режима .....	0,5-0,7;
для режима растворенного газа .....	0,2-0,4;
для гравитационного режима .....	0,1-0,2.

По данным Е.А. Поламбуса, в США принимаются следующие значения коэффициента первичной нефтеотдачи:

для водонапорного режима .....	0,35-0,65;
для режима растворенного газа .....	0,05-0,35;
для режима газовой шапки .....	не менее 0,25;
для режима газовой шапки в сочетании с гравитационным .....	до 0,60.

До 80-х годов названные значения коэффициента нефтеотдачи были единственным критерием, определяющим добычу нефти.

Основными факторами, определяющими естественную нефтедобычу считают химический состав нефти, температуру и пластовое давление, мощность, проницаемость коллектора и минеральный состав слагающих горных пород, глубину продуктивного горизонта и величину горного давления, размеры залежи и ее структуру, минеральный состав воды в пласте, наличие или отсутствие тектонических сдвигов пластов и ряд других.

Однако единого мнения у специалистов о влиянии естественного режима работы залежи на степень извлечения нефти из пластов нет, поскольку вытеснение нефти из недр зависит от совокупности свойств всей пластовой системы в целом, представляющей собою весьма сложные сочетания.

Огромное влияние на отбор нефти из пластов оказывает деятельность человека при проектировании и осуществлении наиболее рациональных систем разработки, определяющих плотность и характер размещения скважин, темпы отбора полезного ископаемого, а также проведения различных технических мероприятий по искусственному воздействию на нефтяную залежь.

Эти мероприятия подразделяются на три большие группы:

- I - методы поддержания пластового давления; II - вторичные методы добычи
- III - методы интенсификации добычи нефти.

Мероприятия I группы включают законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение и нагнетание газа в пласт и осуществляются в начальный период работы залежи.

Однако закачивание больших объемов воды в пласт может вызвать неблагоприятные явления: выпадение неорганических солей из подземных рассолов в самих пластах-коллекторах, скважинах и нефтепромысловом оборудовании, отложение парафинов и битумов в порах пласта в прискважинной зоне, что постепенно снижает проницаемость пласта, существенно уменьшает дебит скважин, делая эксплуатацию залежи невыгодной.

Мероприятия II группы включают методы поддержания пластового давления, растворение нефти газом, тепловое воздействие на залежь, проведение подземных ядерных взрывов и т.д. и проводятся на стадии истощения залежи.

Некоторые технические мероприятия способны загрязнять окружающую среду и нарушать экологическое равновесие в зоне проведения.

Например, применение в качестве вытесняющего газообразного агента двуокиси углерода и ряда других химических продуктов вызывает выпадение солей и повышение коррозии в скважинах и нефтепромысловом

оборудовании, сопровождается образованием сероводорода.

Применение тепловых методов добычи высоковязкой нефти в промышленных масштабах сопровождается усиленным разрушением продуктивных коллекторов и выносом песка, ростом агрессивности добываемой продукции за счет продуктов горения, образованием в пласте стойких водонефтяных эмульсий, сильным повышением температуры добываемой нефти.

Проведение подземных ядерных взрывов порождает далеко распространяющиеся сейсмические волны, способные деформировать и разрушать подземные и наземные сооружения далеко от места использования; при этом подвижные подземные воды разносят продукты радиоактивного распада, загрязняя ими окружающую среду на большом расстоянии от эпицентра взрыва.

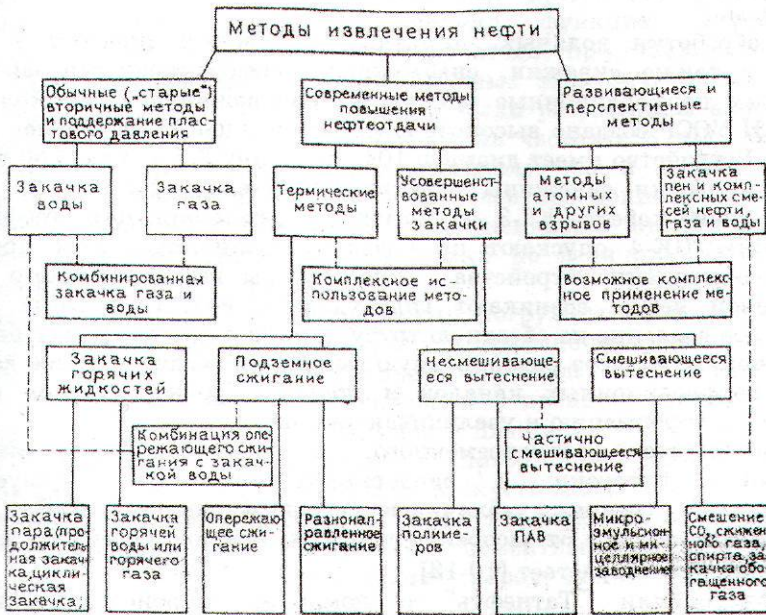
Мероприятия III группы могут быть выполнены на любом этапе эксплуатации залежи; к ним относятся дострелы и торпедирование забоев скважин, гидравлический разрыв пласта, солянокислые обработки и т.д. Хотя эти мероприятия направлены на улучшение работы отдельных скважин, их массовое применение улучшает работу всей залежи в целом.

Использование энергии взрыва часто сопровождается образованием в прискважинной зоне пласта уплотненного цилиндрического слоя горной породы, затрудняющего фильтрацию нефти и существенно уменьшающего дебит скважины.

Солянокислые обработки призабойной зоны пласта признаны экологически опасными.

Характеризуя известные методы воздействия на залежи и состояние их использования в 80-е годы в СССР, США, Англии, Франции, Италии, странах Латинской Америки и других, А.В. Йохо [2] классифицировал их следующим образом (см. табл. 1).

Таблица 1 - Методы воздействия на залежи



Хотя названные методы воздействия на пласт могут увеличить коэффициент первичной нефтеотдачи до значения 0,7-0,8, сопровождающие их побочные вредные явления все чаще заставляют ограничивать их применение.

Как правило, эти мероприятия используют специальное дорогостоящее оборудование и материалы, требуют привлечения квалифицированного персонала, проведения больших подготовительных работ, остановки работающих скважин, извлечения из ствола насосных штанг и насосно-компрессорных труб, что значительно увеличивает трудоемкость этих операций с увеличением глубины продуктивного горизонта [3].

Многими исследованиями установлено, что падение дебита скважин наблюдается не только на стадии истощения залежи, когда происходит падение пластового давления, но и вследствие прогрессирующего во времени засорения прискважинной зоны и пласта-коллектора глинистыми взвешями, парафинами, церезинами, асфальтенами, различными смолами и нейтральными маслами, а также солями подземных рассолов, концентрация которых может достигать значения 300 граммов/литр жидкости [4-8].

Поэтому наряду с традиционными методами увеличения нефтеотдачи получают развитие новые перспективные методы воздействия на залежи. С начала 70-х годов в СССР, США и Франции для интенсификации дебита фонтанирующих и механизированных скважин разрабатываются и используются на отдельных скважинах опытные образцы установок с экологически чистым технологическим режимом обработки, использующим гидроударное и акустическое воздействие на поровые и трещинные природные коллекторы нефти и газа [9-13].

В СССР в 1950 г. Л.А. Юткиным было открыто явление электрогидравлического эффекта, которое заключается в том, что при создании внутри объема жидкости специально сформированного импульсного высоковольтного электрического разряда в зоне последнего развиваются кратковременные сверхвысокие давления, сжимающие жидкость до плотности, равной 1,5-2,0, и порождающие гидроударные волны большой амплитуды.

Для обработки водяных, нефтяных и газовых скважин с открытым забоем, а также скважин, снабженных перфорационными фильтрами и имеющими перфорационные каналы в прискважинной зоне коллектора, в ПКБЭ АН УССР создано высоковольтное погружное гидроударное устройство "Скиф". Устройство имеет диаметр 104 мм, длину 2,5 м и вес 250 кг.

Для обработки скважины электродный узел устройства на питающем грузонесущем кабеле КГ-3 с помощью автомобильного геофизического подъемника ПК-4 опускают на горизонт коллектора. При прохождении между электродами устройства "Скиф" искры высоковольтного разряда в обводненной нефти возникают гидроударные волны, которые оказывают импульсное давление на обсадную трубу, стенки фильтра, цементный камень, горную породу и через водонефтяную смесь производят ударное давление на стенки перфорационных каналов и стенки поровых каналов и трещин, вызывая их деформацию и увеличивая зияние.

В результате кратковременного, в течение 20-25 микросекунд, приложения нагрузки в околоскважинной зоне образуется сеть искусственных трещин, увеличивающих проницаемость пласта, а также производится очистка от засорения поровых каналов и трещин, за счет чего дебит скважины возрастает [10-13].

В объединении "Татнефть" с помощью устройства "Скиф" были

обработаны десятки скважин [10]. Результаты обработки продуктивных пластов, выполненные в обводненных скважинах, характеризующихся отложениями минеральных солей на забое, приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты обработки скважин гидроударным способом устройством "Скиф"

Скважина	Площадь, м <sup>2</sup>	Горизонт	Дебит, т/сут		Дополнительная добыча, т
			до обработки	после обработки	
Терригенные отложения					
Зап.-Каратайская	3999	Пашииский	1,6	3,2	114
Юж.-Ромашкинская	9264	>>	3,7	7,3	816
Минибаевская	20699	>>	8,3	13,1	1162
>>	272	Бобриновский	3,7	3,7	-
Туиназинская	1683	Пашииский	2,0	3,0	420
Антонская	1808	>>	18,3	27,5	884
Абдрахановская	2491	>>	16,2	20,5	288
Карбонатные отложения					
Альметьевская	27013	Кизеловский	2,4	2,4	-
Крым-Сарайская	1424	>>	1,0	1,6	184

Из таблицы 2 видно, что прирост дебита нефти в среднем составляет около 50 %.

В США в 1954 г. Г.Б. Миллером был предложен армированный продольный вибратор, который выполнял функцию акустического излучателя. На основе симметричного излучателя, представляющего собою пакет из пьезокерамических шайб, соединенных электрически и сжатых с помощью болта и гайки, в СССР в 1985 г. были разработаны акустические устройства "Лотос" и "Лидер", работающие на частотах 8 кГц, 6,5 кГц и 22кГц; диаметр скважинного снаряда составляет 48 и 42 мм. С целью увеличения радиуса обрабатываемой зоны коллектора мощность излучателей этих устройств выбирается такой, чтобы интенсивность акустического поля превышала 0,1 Вт/см<sup>2</sup>. Названные установки по величине КПД, равного 75 %, не имеют аналогов в мире.

Для обработки фонтанирующих скважин погружные снаряды устройств "Лотос" или "Лидер" через лубрикатор и насосно-компрессорные трубы опускаются на грузонесущем геофизическом кабеле с помощью лебедки подъемника ПК-4 на горизонт коллектора и в процессе работы дискретно перемещаются на высоту продуктивной части пласта.

При колебании пьезопакета излучателя "Лотос" или "Лидер" в жидкости в скважине возникает звуковое давление, и акустические продольные волны растяжения-сжатия распространяются через перфорационные отверстия и каналы, обсадную колонну и облегаяющий ее цементный цилиндр (цементный камень) в насыщенную жидкостью горную породу-коллектор, образующую нефтяной пласт.

Естественные трещины и природные полости (каверны) сообщаются друг с другом, образуя разветвленную сеть сообщающихся сосудов в пласте. Под действием гравитации и пластового давления нефть фильтрует в сторону скважины, перемещая с собою взвешенные мелкодисперсные частицы минеральных солей, смол и асфальтенов, взвеси глин и другие. По мере приближения потока нефти к скважинному фильтру объемная концентрация взвесей в нефти возрастает, и на стенках поровых каналов происходит осаждение твердых частиц засорения, благодаря чему проходное сечение каналов уменьшается, а гидравлическое сопротивление увеличивается.

По истечении некоторого отрезка времени, различного для разных скважин, в прискважинной зоне коллектора образуется вокруг скважины зона засорения, в которой проницаемость существенно ниже той, которой характеризуется коллектор в области границы питания.

Со временем плотность засорения в прискважинной зоне возрастает, а граница зоны засорения перемещается в сторону границы питания скважины, дебит скважины при этом существенно снижается.

Метод акустического искусственного воздействия на прискважинную зону и пласт состоит в том, что при воздействии на коллектор мощным акустическим полем происходит очистка коллектора от частиц засорения путем их отрыва от поверхности каналов, пор и трещин, последующего разрушения их акустической кавитацией и пузырьковой кумуляцией, измельчения и выноса в скважину потоком нефти.

При этом происходит также очистка скважинного фильтра и перфорационных каналов, причем акустические колебания на 1-2 порядка уменьшают вязкость нефти в зоне обработки. В результате обработки пласта-коллектора его проницаемость увеличивается, что вызывает рост дебита скважины.

Увеличение дебита скважины составляет в среднем от 10 до 100 % и более, сроком от нескольких недель до 9 месяцев в зависимости от интенсивности загрязнения коллектора и пластовых условий [10-13].

В таблице 3 приведены данные обработки некоторых скважин звуковым полем.

Из таблицы 3 следует, что обработка звуковым полем фонтанирующих скважин или выдающих нефть самотеком, обеспечивает в среднем увеличение дебита на 130 %.

Анализ таблиц 2 и 3 показывает, что гидроударная обработка скважин может давать небольшое увеличение дебита - на 15-65 %, тогда как обработка акустическим полем может увеличить дебит до 250-400 %.

В литературе, однако, отсутствует описание эффективной методики и технологических режимов обработки скважин устройствами "Лотос" или "Лидер" для разных типов залежей, нет также анализа причин получения низких значений дебита после обработки.

В то же время установлено, что условия образования искусственных трещин в пористом коллекторе зависят от характера распределения механических напряжений и деформаций в околоскважинной зоне, которые определяются составом горных пород в горном массиве, вмещающем скважину и пласт, глубиной залегания нефтеносного пласта, физико-механическими характеристиками кровли и подошвы, пластовым давлением и давлением жидкости в скважине, а также структурой порового пространства коллектора и величин естественной трещиноватости.

Таблица 3 - Результаты обработки фонтанирующих скважин акустическим полем устройствами "Лотос" и "Лидер"

Скважина, месторождение, область	Интервалы обработки пласта, м	Время обработки, час, тип устройства	Дебит, м <sup>3</sup> /сут		Увеличение действующей мощности пласта, м	Прирост дебита, %	Теоретический коэффициент продуктивности, %
			до обработки	после обработки			
№ 7002 Мортемья-Тетеревское, Тюменская	1564,4-1566,8 1567-1570 1572,2-1574,4	10 "Лидер"	204	330	2,4	62	1,62
№ 6235 Северо-Даниловское, Тюменская	1760-1796	16 "Лотос"	96	168	3,2	75	1,75
№ 10130 Лазаревское, Тюменская	Нет данных	4 "Лотос"	Освоение		60	80	1,80
№ 16 Ладушкинское, Калининградская		8 "Лидер-2"	0,76	3,8	Нет данных	400	5,00
№ 22 Ладушкинское, Калининградская		5 "Лидер-2"	11,5	14,6	-	27 на 6 мес.	1,27

Проведенные нами в 1997-1999 гг. исследования показывают, что рациональная методика очистки скважин от загрязнения может быть разработана на основе использования результатов работ, перечисленных ниже.

Естественные режимы фильтрации подземных вод к колодцам и флюида к скважинам рассматриваются в работах [14-20]. Влияние деформации коллектора на нефтеотдачу пласта изучено в работах [1, 21-23]. Характер распределения эффективных напряжений в средах, насыщенных жидкостью и имеющих цилиндрическую полость, с учетом фактора концентрации напряжений исследован в работах [22, 24-29]. Условия образования трещиноватости и числовые значения параметров трещиноватых и поровых коллекторов изучены в работах [19, 22, 30-32].

Методика расчета требуемых характеристик гидромеханических, высоковольтных, электрических и акустических устройств типа "Мимоза", "Скиф", "Лотос" и "Лидер" изложена в работах [9-13].

Методика очистки работающих фонтанирующих скважин, а также скважин механизированного фонда должна содержать рекомендации по выбору технологического режима очистки, а также комплексному применению названных устройств для обеспечения добавочного дебита не менее 200-350 %.

Технологические режимы обработки скважин должны содержать рекомендации по выбору мощности устройств, воздействующих на пласт, частоты воздействия, времени обработки, по увеличению протяженности обработанной зоны, а также периодичности повторных обработок с целью

повышения гидропроводности пласта-коллектора в зависимости от его геолого-физических характеристик, термобарических пластовых условий и физико-химических свойств нефтей. Рациональные режимы обработки должны обеспечивать максимальное повышение дебита скважин в течение длительного периода эксплуатации.

При расчете, проектировании и изготовлении устройств очистки нефтяных скважин необходимо:

1. Обеспечение возможности применения устройств для интенсификации дебита в работающих скважинах.

2. Повышение надежности и ресурса устройств, а также снижение стоимости изготовления и эксплуатации за счет использования имеющегося стандартного оборудования и модулей, комплектующих деталей, изготовленных фирмами, гарантирующими высокое качество.

3. Обеспечение управления с устья параметрами технологического режима обработки скважин и пласта без подъема на поверхность погружного электродного узла или излучателя.

4. Обеспечение мобильности оборудования и работы его от сети электроснабжения и временных автономных источников питания.

5. Обеспечение стандартизации оборудования и комплексного использования гидроударных и акустических устройств для получения максимального дебита полезного ископаемого.

## SUMMARY

*This work deals with a short characteristic of the traditional and developing methods of the promising to an oil pool.*

*Much attention is given to the description of two ways of intensive oil pool discharge. And the exposure to the oil pool by high-pressure hydraulic pulses which are generated by a high-voltage spark discharge in the volume of liquid of the pool and exposure to the pool by a sound field.*

*The author gives some recommendations on the methods of oil pools working, analysis, design and manufacture of some devices for clearing of the nearest face zone of the bed-collectors containing mineral resources.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. 2-е изд. перераб. и доп.- М.: Недра, 1985.- 277 с.
2. Jyjo A.W. Selecting Enhanced Oil Recovery Processes. World Oil, 1978, vol. 187, # 6, P. 61-64.
3. Молчанов Г.В. и др. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. - Москва: Изд-во "Недра", 1984. - 464 с.
4. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений: Респ. межвед. науч.-технич. сборник. - Вып. 27. - Львов: "Світ", 1990. - С. 127.
5. Бабалян Г.А. и др. К вопросу затухания фильтрации нефти // Тр. АЗНИИ. - Вып. 3. - Дн. 1956.- С. 42-60.
6. Рудаков Г.В., и др. О влиянии ПАВ на затухание фильтрации нефти в пористой среде // Применение ПАВ в нефтяной пром-сти.-М., 1961.- С. 252-255.
7. Ториков Д.М. К вопросу о затухании фильтрации полярных нефтей // Докл. АН СССР, 1952. - Т. 84. - № 6. - С. 84-93.
8. Требин Ф.А. Нефтепроницаемость песчаных коллекторов. - М., Л., 1945.
9. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в промышленности. - Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1986.- 250 с.
10. Гулий Г.А. Научные основы разрядноимпульсных технологий / ПКБЭ АН УССР.- Киев: Наук. думка, 1990.- 208 с.
11. Использование электровзрывного воздействия на призабойную зону /Р.А. Максutow, О.Н.Сизоненко, П.П. Малюшевский и др. // Нефтяное хозяйство.- 1985.- № 1.- С. 34-35.
12. Носов В.Н. Ряды акустических преобразователей скважинной геофизической и промысловой аппаратуры. - М.: Вниигеоинформсистем, 1987. - 26 с.
13. Носов В.Н. Акустические антенны и преобразователи транспортно-технологических и



- информационных систем. - Москва: МАДИ, 1992.- 182 с.
14. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. - М.: Гостехиздат, 1947.- 244 с.
  15. Полубаринова-Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод. - Изд. 2-е. - М.: Наука, 1977.- 664 с.
  16. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. - М.: Наука, 1978.- 736 с.
  17. Агроскин И.И., Дмитриев Г.Т., Пикалов Ф.И. Гидравлика.- 4-е изд.- М.: Энергия, 1964.
  18. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. - М.: Недра, 1972.- 188 с.
  19. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. - М.: Недра, 1966.- 260 с.
  20. Шкловский Б.И., Эфрос А.М. Теория протекания и проводимости сильно неоднородных сред / Успехи физических наук. - Вып. 3. - М., 1975. - Т.117. - С. 401-435.
  21. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1966.- 197 с.
  22. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. - М.: Недра, 1975.- 216 с.
  23. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород.- Л.: Недра, 1985.- 240 с.
  24. Ставрогин А.Н., Протосеня А.Г. Прочность горных пород и устойчивость выработок на больших глубинах.- М.: Недра, 1985.- 271 с.
  25. Мори В., Фурменто Д. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. - М.: Мир, 1994.- 416 с.
  26. Розовский М.И., Точилин Э.Л. О механических и тепловых взаимодействиях в нелинейной теории насыщенных пористых сред, а также метод ТФКП в главной кубической теории вязкоупругости // Механика деформируемых сред. - Куйбышев: КГУ. - 1979. -№4.
  27. Точилин Э.Л. и др. О поведении нелинейно-наследственного массива в зоне одиночной выработки глубокого заложения // Изв. вузов. Горный журнал. - Свердловск: Уральский рабочий, 1977. - №1.
  28. Точилин Э.Л. и др. О приближенном решении одного класса задач нелинейной теории вязкоупругости / УП всесоюзная конфер. по прочности и пластичности: Тезисы доклада. - Горький: Изд-во. АН СССР, 1978.
  29. Точилин Э.Л. и др. О взаимодействии физических полей различной природы в насыщенных пористых средах с памятью // Механика деформируемых сред. - Куйбышев: КГУ. - 1979. - №4.
  30. Христианович С.А. Механика сплошной среды. - М.: Наука, 1981.- 483 с.
  31. Петухов И.М., Линьков А.М. Механика горных ударов и выбросов. - М.: Недра, 1983.
  32. Механика разрушения и прочность материалов: Справочное пособие / Под ред. В.В. Панасюка. - К.: Наук. думка, 1988. - Т. 1-3.

*Поступила в редколлегию 25 октября 1999 г.*

УДК 622.276.6

## НАХОЖДЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ОБРАБАТЫВАЕМОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ПО ПОКАЗАНИЯМ ДЕБИТА ПРОМЫСЛОВЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ

*Э.Л. Точилин, доц.*

Известно, что дебит водяных, нефтяных скважин и колодцев-стоков при установившейся фильтрации плоскопараллельного потока, когда приток жидкости к скважине и колодцу равен ее отбору, определяется формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu \ln R_k / r_c}, \quad (1)$$

где  $Q$  – величина дебита жидкости;  $k$  – коэффициент проницаемости продуктивного пласта;  $h$  – мощность пласта;  $P_k$  и  $P_c$  – пластовое давление на контуре питания и на забое скважины или фильтре колодца;  $\mu$  –