

*Николай Николаевич*  
**НЕПРИМЕРОВ**

*десятиязычное  
собрание  
научных  
и  
литературных  
трудов*

**Том 6**

**Казань 2008**

УДК

ББК

Н53

*Непримеров Н.Н.*

*Н 53 Десятитомное собрание научных и литературных трудов.*

*– Т.6.*

*– Казань: Центр инновационных технологий, 2005. – 192 с.*

*Второй том включает в себя два раздела: материалы об образовании и публицистику.*

УДК

ББК

ISBN

© Непримеров



*Казанский Ордена Ленина и Ордена трудового Красного Знамени  
Государственный Университет имени В.И. Ульянова-Ленина*

*ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ  
НЕФТЯНОГО ПЛАСТА*

*Казань 1986 г.*

## ВВЕДЕНИЕ

*Нефтяные месторождения — вторичные образования, созданные региональной миграцией углеводородов в структурные ловушки верхних слоев земной коры. Это необратимый процесс, во-первых, за счет слияния в ловушках первоначально рассеянной молекулярно-капельной нефти в сплошную жидкую среду, заполняющую взаимосвязанные поры продуктивного коллектора, во-вторых, за счет тектонических вертикальных движений во времени самих вмещающих геологических структур, изменением горного давления и связанных с ним необратимых деформаций насыщенной пористой среды и её фильтрационных параметров. Эти особенности не позволяют повторить процесс в обратном направлении и извлечь нефть тем же способом и в том же объеме, каким она образовала залежи. Однако очевидно, что отклонения от этого режима должны быть минимальными.*

*Разработка месторождений через отдельные скважины требует создания той или иной технологии извлечения нефти из насыщенных пористых сред и от её совершенства зависит коэффициент нефтеотдачи. Она должна быть оптимальной по многим параметрам и опираться, по крайней мере, на достижение четырех специализированных наук: нефтепромысловой геологии, подземной гидромеханики, горной теплофизики и термодинамики, физической химии насыщенных пористых сред (физико-химической гидродинамики).*

*Накопленный богатый опыт, анализ современного состояния нефтяной промышленности, успехи в научных разработках, в том числе и проведенных за последние 30 лет учеными Казанского университета, а также экстраполяция кривой исторического хода развития этой отрасли на ближайшее будущее, позволяют выделить четыре этапа в развитии технологии добычи нефти. Особенности предлагаемой классификации иллюстрируются, не претендуя на полноту охвата, лишь наиболее характерными аспектами, лежащими в основе технологии нефтеизвлечения. Это способ эксплуатации, давление в порах коллектора и величины отклонения от него на забоях скважин. Объект разработки. Режим эксплуатации. Схема, расстановки скважин и размеры межскважинных интервалов. Теоретическое обеспечение. Информационное обеспечение. Достижимый коэффициент нефтеотдачи. Первый этап охватывает время с момента возникновения нефтедобывающей промышленности до сороковых годов нашего столетия, т. е. до начала эпохи НТР.*

*Способ эксплуатации основан на истощении собственной внутренней энергии залежей углеводородов. Вначале шла фонтанная добыча, использующая упругий запас нефтенасыщенного пласта. По мере снижения пластового давления и выделения газа из нефти происходил переход на механизированный способ добычи. Заканчивалась эксплуатация гравитационным режимом притока. На этом этапе в течение всего периода разработки пластовое давление было ниже начального гидростатического, а величины депрессии были порядка единиц МПа. Объектом*

разработки, как правило, было все многопластовое месторождение фактически при стационарном режиме эксплуатации. Классические примеры — Грозненское и Бакинское месторождения.

В расстановке скважин не было каких-либо закономерностей, кроме учета литологического строения залежи. Разбуривание велось с плотностью 2 - 4 га на скважину, что обеспечивало хороший охват пластов дренированием, как по простиранию, так и по вертикали продуктивного горизонта.

Подземная гидромеханика только складывалась, и в основе её лежал экспериментально установленный закон Дарси.

Из трех термодинамических параметров  $P$ ,  $V$ ,  $T$ , характеризующих любую систему, в том числе и нефтяную залежь или пласт, в этот период использовался только один — давление, т. к. необходимо было в процессе эксплуатации контролировать остаточный запас упругой энергии в пласте. Этой же цели служила сеть пьезометрических скважин, и строились карты изобар. Глубинные манометры с местной регистрацией и уровнемеры были основными измерительными приборами.

Несмотря на хороший охват пластов дренированием, благодаря сверхплотной сетке скважин, нефтеотдача месторождений была низкой. Основная причина состояла в том, что по мере падения порового давления, под действием веса вышележащих горных пород, происходило уплотнение коллектора, сопровождавшееся снижением проницаемости пород и захлопыванием пор с захоронением в них значительных запасов нефти. Разгазирование нефти в пласте, сопровождавшееся повышением её вязкости, также не способствовало улучшению процесса фильтрации. В стилизованном округленном виде суммарный коэффициент нефтеотдачи пластов для этого можно записать в виде:

$$h_i = h_o \times h_{огс} = 0,2 \times 0,9 = 0,2 \pm 0,1$$

Второй этап — с сороковых годов по двухтысячные годы, т. е. современное состояние. Способ эксплуатации — законтурное и внутриконтурное заводнение. Он был подсказан самой природой, когда давление в некоторых залежах в процессе эксплуатации оставалось практически неизменным за счет высокой активности контурных вод. Вначале способ эксплуатации так и назывался — поддержание пластового давления путем законтурного заводнения. Его внедрение было революцией, как в темпах добычи нефти, так и в нефтеотдаче пластов. Характерные примеры — Туймазинское и Бавлинское месторождения.

Несколько позже были открыты месторождения - гиганты: Ромашкино, Узень, Самотлор. На них было проведено внутриконтурное разрезание залежи на отдельные самостоятельные объекты разработки (площади, блоки) и перенос на них уже освоенной технологии законтурного заводнения. Вода стала закачиваться непосредственно в нефтяные пласты, и процесс добычи стал носить характер

выработки продуктивных пластов рабочим агентом, заменяющим нефть в порах коллектора. Темп добычи стал планироваться в научнообоснованных проектах разработки с выбором вариантов, удовлетворяющим запросам народного хозяйства. Пластовое давление в пределах месторождения стало довольно условным понятием и варьируется в широких пределах как выше, так и ниже начального гидростатического. Величины репрессии и депрессии достигают десятков МПа.

Несмотря на запроектированный фонтанный способ эксплуатации на весь период разработки, начавшееся массовое обводнение скважин и нужды народного хозяйства, потребовали снова перехода на механизированный способ добычи, который к концу этого периода стал преобладающим.

Объект разработки, как и на предыдущем этапе, остается многопластовым с единым фильтром, как в нагнетательных, так и эксплуатационных скважинах. Установки совместно-раздельной эксплуатации не получили развития.

Режим эксплуатации — стационарный. Как предвестники нового, в конце периода в технологии появились циклическая закачка и отбор и смена фильтрационных потоков в пластах.

Схема расстановки скважин при законтурном заводнении не носила принципиального характера. Плотность её определялась размерами характерных литологических неоднородностей пласта. Составление проектов привело сначала к частичной геометризации схемы и появлению рядов. Затем, рядность стала преобладающим принципом, особенно при внутриконтурном заводнении с соотношением нагнетательных и эксплуатационных скважин примерно 1 : 4 ; 1 : 6. На порядок, по сравнению с первым этапом, уменьшилась плотность сетки скважин. Расстояния между ними стали измеряться не десятками, а многими сотнями метров. К концу периода появилось очаговое заводнение, площадная и избирательная схемы расстановки скважин.

В теории фильтрации, кроме коэффициента проводимости, характеризующего пласт, был введен коэффициент упругоемкости пласта и развиты ставшие классическими водонапорный и упругий режимы работы пластов. В расчетах при проектировании стала рассматриваться двухжидкостная модель и по-отдельности фазовые проницаемости для воды и нефти.

Некоторые изменения произошли и в информационном обеспечении процесса разработки. Вскрытие многопластового объекта единым фильтром привело к необходимости контролировать не только давление, но и дебиты по отдельным пластам. Так, на промыслах вслед за манометром появились дистанционные дебитомеры-расходомеры.

Внутриконтурное заводнение продуктивных горизонтов холодной поверхностной водой привело к нарушению теплового режима залежи и необходимости температурных измерений для контроля за его состоянием.

К шестидесятым годам все три термодинамических параметра —  $P, V, T$

стали использоваться для контроля за состоянием разработки. Фильтрационные параметры пластов стали определяться методами КВД и гидропрослушивания по простейшим моделям. Однако эти измерения носят вспомогательный характер, качество их очень низкое, результаты противоречивы, и они слабо влияют на сам процесс эксплуатации залежи.

На втором, современном этапе развития нефтедобывающей промышленности, общий коэффициент нефтеотдачи возрос примерно вдвое по сравнению с предыдущим этапом. При этом обе составляющие повели себя по-разному. За счет поддержания пластового давления уменьшилось влияние деформации коллектора на степень замещения нефти водой, что позволило поднять эту составляющую до значения  $h_0 \approx 0,6$ . Вторая составляющая по степени охвата пластов закачиванием, наоборот, упала до  $E_{охв} = 0,7$ . Этому способствовал целый ряд причин: основные из которых следующие:

1. Уменьшилась плотность сетки скважин с 2 - 4 га до 24 - 64 га на скважину;
2. Многопластовые объекты были вскрыты единым фильтром, что привело к неполному охвату пластов по вертикали;
3. Нарушение теплового режима и неравноскоростная выработка привели к отключению из разработки охлажденных пластов;
4. Малый удельный вес нагнетательных скважин в общем числе и их расположение в рядах. Результирующее выражение для этого этапа можно записать в виде

$$E_{\pi} = 0,6 \cdot 0,7 = 0,4 \pm 0,1$$

Третий этап еще не освоен нефтяной промышленностью. Его прогноз основан на учете недостатков в технологии, выявленных на предыдущих этапах, более высокой степени научности реальных свойств коллектора, дальнейшем развитии теории фильтрации и подземной гидродинамики, главное, в коренной ломке отношений к информационному обеспечению нефтедобычи и внедрении в широкую практику автоматизированных систем технологического контроля, а к концу этапа и управления выработкой пластов.

Способ эксплуатации — контролируемая и управляемая выработка нефтяных пластов рабочим агентом при найденных экспериментально для данного месторождения оптимальных значениях пластового давления и приложенных депрессий и репрессий. Объект разработки — выделенная в вертикальном разрезе месторождения однопластовая залежь.

Режим эксплуатации — динамический, с переменными дебитами, как в нагнетательных, так и в эксплуатационных скважинах.

Схеме расстановки скважин — ячеистая или сотовая, с соотношением скважин, близким к единице. Размеры её определяются фильтрационными параметрами и характерной величиной неоднородности пластов по простирацию.

Теоретическое обеспечение базируется на релаксационной теории фильтрации с конечной скоростью распространения возмущения в пласте.

Информационное обеспечение при динамическом режиме эксплуатации осуществляется 2-х уровневой автоматизированной системой контроля и управления выработкой пластов. Нижний уровень контролирует и управляет выработкой отдельной ячейки, используя в качестве основного источника информации о состоянии выработки пласта положения фронта нагнетаемой воды с текущим значением коэффициента нефтеотдачи, фильтрационные волны давления, которые распространяются по пласту при динамическом режиме эксплуатации.

Второй, верхний уровень должен контролировать и управлять системой ячеек, которыми покрыта вся площадь месторождения.

Прирост в коэффициенте нефтеотдачи на третьем этапе осуществляется как за счет лучшей изученности свойств коллектора и его поведения при разных динамических нагрузках, что дает существенный выигрыш в  $h_0$ , так и за счет более полного охвата пластов выработкой при, примерно, прежних параметрах в плотности сетки скважин

$$F_{III} = 0,7 \dot{F} 0,9 = 0,6 \pm 1$$

Четвертый этап наступит после повсеместного перехода на режим падающей добычи. Если на первом этапе учитывался в основном геологический аспект при разработке, на втором — заметную роль стали играть гидродинамические законы фильтрации, на третьем они получили свое логическое завершение, то четвертый этап — это господство тепловых и физико-химических методов воздействия на пласт при оптимальном гидродинамическом режиме.

Способ эксплуатации — промывка продуктивных пластов специально подобранным для данного месторождения сложно-составленным рабочим агентом при оптимальной температуре.

Объем разработки — многопластовая залежь с работающим оборудованием совместно-раздельной эксплуатации каждого пласта в отдельности.

Режим эксплуатации — динамический.

Схема расстановки скважин — сотовая, но размеры ее и форма задаются начальными фильтрационными параметрами пласта, снятыми с поверхности при наличии только одной скважины будущей ячейки. Фронт вытеснения при эксплуатации повторяет схему расстановки скважин, поэтому требуется минимум регулировки.

Теоретическое обеспечение будет базироваться на теории термозаводнения и физико-химической гидродинамике. Большое значение будут иметь результаты изучения процесса фильтрации в насыщенных пористых средах на молекулярном уровне.

Коэффициент нефтеотдачи доведен до экономически рентабельного оптимума, в основном за счет роста  $h_0 \rightarrow 0,9$ .

$$h_{\text{в}} = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8 \pm 0,1.$$

Настоящая работа представляет собой изложение основ интенсивной технологии выработки нефтяных пластов, созданной комплексной группой ученых Казанского университета по заданию производственного объединения "Татнефть" за период с 1960 по 1985 гг. с затратой, примерно, 700 человеко-лет труда и предлагаемой для освоения ее нефтяной промышленностью в начальном периоде III этапа. Как и любая технология, она состоит из трех частей:

1) Новых принципов, дополняющих и развивающих уже освоенную технологию выработки пластов водой, как рабочим агентом (глава I).

Таб-

лица I

| № Этапа | Способ эксплуатации | Режим эксплуатации | $P_{\text{пл}}$            | $P_{\text{гн}}$            | Распределение | $q_{\text{д}}$ | $q_{\text{в}}$ | $q_{\text{д}}/q_{\text{в}}$ |
|---------|---------------------|--------------------|----------------------------|----------------------------|---------------|----------------|----------------|-----------------------------|
| I       | На истощении        | Стационар          | $P_{\text{пл}}^{\text{н}}$ | $P_{\text{гн}}^{\text{н}}$ | побес         | 0,2            | 0,9            | 0,2 ± 0,1                   |
| II      | Парогризающей       | Стационар          | $P_{\text{пл}}^{\text{п}}$ | $P_{\text{гн}}^{\text{п}}$ | плесос        | 0,6            | 0,7            | 0,6 ± 0,1                   |
| III     | Выработка           | Давление           | $P_{\text{пл}}^{\text{в}}$ | $P_{\text{гн}}^{\text{в}}$ | плесос        | 0,7            | 0,9            | 0,6 ± 0,1                   |
| IV      | Промывка            | Давление           | $P_{\text{пл}}^{\text{п}}$ | $P_{\text{гн}}^{\text{п}}$ | плесос        | 0,9            | 0,9            | 0,9 ± 0,1                   |

и не-

2) Орудия и средства производства, в качестве которых, в дополнение к уже имеющемуся арсеналу, выступает автоматизированная система контроля за выработкой пласта с ее теоретическим, методическим, приборно-техническим и математическим обеспечением (глава 2).

3) Кадров, овладевших новой технологией (глава 3).

В настоящей работе изложена только оригинальная часть новой технологии. Разбор современного состояния и дальнейших традиционных путей развития нефтедобывающей промышленности содержится в монографии заместителя директора по науке ВНИИнефть М.Л.Сургучева [16] и обзора В.Н.Щелкачева [18]. С конкретным состоянием дел можно ознакомиться по книге одного из старейших и наиболее опытных главных геологов производственных объединений страны Р.Х.Муслимова [8].

## 1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ТЕХНОЛОГИИ ОПТИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА

Рекомендации или принципы, изложенные в этой части работы, получены на основании анализа многолетних, высокоточных промысловых исследований свойств и поведения широкого спектра продуктивных коллекторов в процессе их эксплуатации в условиях действующего производства, выполненных Казанским государственным университетом в течение последних 30 лет. Экспериментальные данные на всех этапах работы также служили движущей силой развития и уточнения математических моделей, которые лежат в основе теории фильтрации и обработки полученных результатов.

Ниже следует изложение основных принципов.

### 1. 1. Объект разработки

Разрабатываемая система должна быть контролируемой и регулируемой (управляемой по основному показателю выработки пластов: текущему и конечному коэффициенту экономически рентабельной нефтеотдачи).

В динамическом режиме эксплуатации месторождений фильтрационные волны, распространяющиеся во все стороны от возмущающей скважины и регистрируемые на принимающих, несут на себе информацию о текущих значениях фильтрационных параметров межскважинных интервалов. Из таких элементарных блоков межскважинного пространства может быть построена модель любого месторождения при любой схеме расстановки скважин и независимо от сложности его геологического строения. Экспериментальные данные, полученные до начала разработки, образуют начальный базовый информационный массив, необходимый как для составления проекта разработки, так и контроля за его текущим состоянием.

Метод фильтрационных волн давления (ФВД) позволяет по скорости распространения и затухания амплитуды при исследовании на разных частотах рассчитать, используя соответствующие математические модели, коэффициенты пьезопроводности  $\sigma$  и гидропроводности  $e$ , приведенный радиус возмущающей скважины  $r_c$ , времена релаксации  $\tau$  и начальный градиент давления  $g$ . Межскважинное акустическое прослушивание по скорости звуковой волны позволяет при известной плотности пород определить коэффициент упругости пласта  $A_*$ .

Совместное решение системы из трех независимых уравнений позволяет определить три независимых параметра пласта: коэффициент фильтрации  $K m$ ,

коэффициент упругоэластичности  $\mu$  и эффективно работающую толщину пласта  $h$ . Перечень фильтрационных параметров коллектора, флюида и пласта в целом дан на рис. 1.1.

Из амплитудной зависимости фильтрационных волн находятся пределы, в которых перечисленные выше фильтрационные параметры остаются константами и не зависят от приложенного перепада давления. Частотная зависимость определяет времена релаксации пласта.

Если от скважины измерить параметры более чем по четырем разным направлениям, то находится и локальная анизотропия пласта.

В скважине, в дог... нтам акустической ( $C \sim 10^3$  М/с) и фильтрационной волны ( $V_0 \sim 10^3$  М/с) распространяется фронт нагнетаемой воды (ФНВ) или другого агента, вытесняющего нефть из пористого коллектора. Скорость его  $W(r)$  зависит от дебита нагнетания, толщины пласта, пористости и расстояния по радиусу от скважины. Определение волновыми методами продвижения ФНВ во времени и пространстве является второй основной задачей, решаемой при внедрении динамического режима. Но совокупности полученных данных находятся коэффициенты водонасыщенности пласта и текущие значения коэффициента нефтеотдачи.

При закачке в продуктивные пласты агента с температурой, отличной от начальной пластовой ФНВ, ее скоростью, примерно, в три раза более низкой, движется фронт нарушения (возмущения) пластовой температуры. Наконец, со скоростью на порядок ниже, чем у ФНВ, по пласту движется фронт установившихся температур, когда текущая температура вырабатываемого пласта практически становится равной температуре закачиваемого агента. Два тепловых фронта несут на себе информацию о теплофизических свойствах коллектора, заполняющей его жидкости, а также средней скорости фильтрации и величине проницаемости пласта.

Управляющие сигналы для регулирования выработки пласта как по вертикали, так и по простиранию, определяются периодически как разность между проектными значениями величины эффективно работающей толщины пласта и положения ФНВ и их фактическими значениями, находимыми из текущих измерений. Управляющий сигнал может быть реализован только в том случае, если система разработки через скважины позволяет изменить движения ФНВ, скорость потока, а также величину пластового давления. Это возможно только тогда, когда объект разработки однопластовый и регулируется с обеих сторон межскважинного интервала. Как компромиссное решение может быть допущена регулировка только с одного конца, т. е. либо система нагнетательных скважин должна быть своя на данный объект разработки, а эксплуатационные могут быть совмещены для нескольких объектов, либо наоборот.



До настоящего времени из-за ограниченности сил и средств научно не проработаны вопросы взаимовлияния пластов в многопластовой залежи через непроницаемые мембраны между ними, а такое влияние должно быть из-за наличия разноскоростного продвижения ФНВ в пластах и возникновения межпластовых вертикальных перепадов давления.

Открытым остается и вопрос о нижнем значении толщины пласта, выделяемого в самостоятельный объект разработки. С одной стороны, толщина пласта определяется экономической рентабельностью выработки, которая требует определенного извлекаемого запаса на каждую скважину, т. е. роста длины межскважинного интервала с уменьшением толщины пласта. С другой стороны, эта длина должна сокращаться из-за сильного падения проводимости пласта вплоть до нулевого значения при уменьшении толщины.

## 1. 2. Размер объекта

При переходе от стационарного к динамическому режиму эксплуатации глубина проникновения в пласт зондирующих колебаний зависит от коэффициента пьезопроводности пласта и периода задающих возмущений по дебиту или давлению:

$$R = \sqrt{4kDT}$$

(1.1)

Как показывает опыт, даже для лучших пластов с уникальной пьезопроводностью до  $10 \text{ м}^2/\text{с}$  и периодом возмущения в 1 сутки сигнал, из-за сильного затухания, проходит по пласту не более километра. Ограничение накладывает и начальный градиент сдвига. Этот принцип требует, чтобы при введении контроля и управления технологическим процессом выработки пласта объект разработки по площади не превышал значений, задаваемых скин-эффектом (1.1)

$$S \leq p \cdot R^2$$

(1.2)

## 1.3. Расстановка и плотность скважин

Схема размещения скважин — ячеистая, сотовая, одно- или двухрядная. Размер прямой или обращенной ячейки определяется выражением (1.2.)

Одним недостатком рядной схемы размещения скважин является их взаимовлияние, ограничивающее и искажающее равномерное распределение дебита по азимутам. При сотовом расположении влияние центральной нагнетательной

и 1.3 даны примеры выделения 7-скважинных, и 9-скважинных ячеек на площадях, разбуренных рядами скважин.

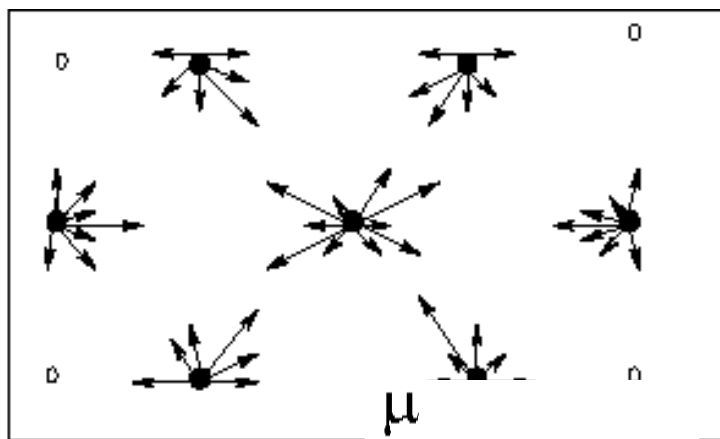


Рис 1.2. Схема выделения семискважинной ячейки при рядном расположении скважин на месторождении. Стрелками показаны направления при измерениях ФПП межскважинных интервалов.

Особую ценность представляют обращенные ячейки когда в центре находится эксплуатационная скважина, окруженная по периферии системой нагнетательных. Они незаменимы: а) при разведке, когда на вновь открытом месторождении на среднем по своим свойствам участке должна разбуриваться опытная обращенная ячейка уменьшенного диаметра, быстрая выработка ее, не портя остальной части залежи, даст ответ на достигаемый на данном месторождении коэффициент нефтеотдачи, значение которого необходимо как для подсчета запасов, так и составления обоснованного проекта разработки всего месторождения; б) при испытании новых методов воздействия на пласт. В этом случае, также как и в предыдущем, даже без специальных методов контроля, просто по отношению начальных запасов к добытой нефти, может быть найден коэффициент отдачи и определена эффективность метода.

#### 1.4. Рабочее давление

Эксплуатация в течение всего периода разработки должна вестись при оптимальном значении пластового давления для данного объекта. Критерием служит значение коэффициента гидропроводности пласта

$$i\Gamma(P) = i\Gamma_{max}$$

Плотность сетки скважин однозначно определяется как отношение суммарной площади дренирования к общей площади месторождения.

Многолетний опыт и специально поставленные эксперименты показали, что практически все фильтрационные параметры пласта сильно зависят от абсолютной величины порового давления. О потерях нефти за счет просадки коллектора при эксплуатации в режиме истощения уже говорилось во введении для первого этапа. Экспериментальные кривые, снятые для разных пластов, имеют общий вид, приведенный на рис. 1.4.

Пьезопроводность пласта в широком диапазоне пластовых давлений, практически, линейно растет с ростом  $P_{пл}$ . К сожалению, нет данных на краях диапазона при  $P_{пл}=0$  и  $P_{пл}=P_r=gH$ . Их просто очень трудно получить при экспериментах в условиях действующего производства. С большой долей определенности, исходя из общефизических представлений, можно считать, что на краях диапазона пьезопроводность стремится асимптотически к фиксированным значениям, а полный ход зависимости будет описываться формой логистической кривой.

Механика процесса достаточно ясна. С ростом давления жидкости или газа в порах пласта всестороннее давление, оказываемое им, уменьшает напряженность в скелете коллектора, согласно хорошо известной зависимости

$$P_r = pP + P_n,$$

(1.4)

что ведет к расширению межпоровых каналов, спрямлению путей фильтрационных потоков и, в конечном итоге, росте проницаемости пород, а через него и коэффициента пьезопроводности. При достижении верхнего предела, равного горному давлению, пласт окончательно расслаивается с образованием сквозного канала, заполненного только пластовым флюидом. Другими словами, гидроразрыв пласта плавно начинается задолго до образования трещин.

Зависимость  $c(P_n)$  не всегда монотонная. Наблюдались случаи, когда при прямом или обратном ходе имели место скачки и кривая  $c(P_n)$  имела N-образную форму. Имеет место и гистерезис.

На рис. 1.4 зависимость гидропроводности  $e$  от пластового давления имеет колоколообразный вид с максимумом, положение которого чаще всего совпадает с начальным гидростатическим давлением для данного объекта (Статистика пока очень мала и не позволяет утверждать это однозначно).

Механизм этого явления совсем другой. Любой коллектор имеет полигон распределения пор по размерам. Будучи связаны между собой каналами, эти поры в любом вертикальном сечении пласта имеют примерно равные поровые давления. Между соседними порами разного диаметра, а следовательно, и сечения  $S$ , существуют перемычки, которые можно представить, как упругие мембраны. Тогда для любой пары пор можно записать силу  $F$ , действующую на мембрану с

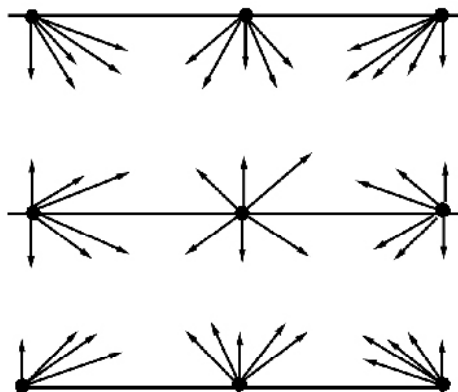


Рис. 1.3. Схема образования девятискважинной ячейки при рядном расположении скважин на месторождении. Стрелки указывают направления измерения  $\Phi\Pi_{ik}$ .

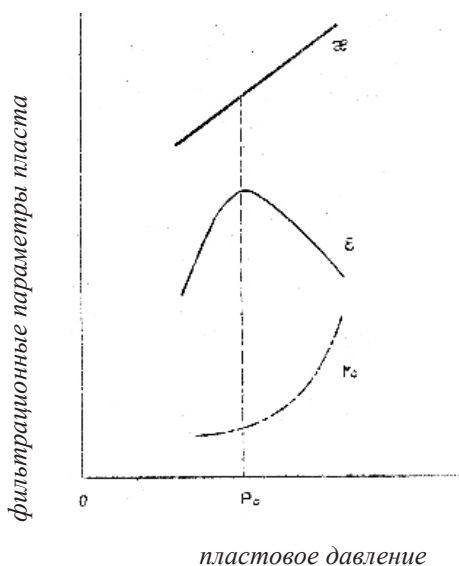


Рис.1.4. Типичные графики зависимости пьезопроводности и гидропроводности пласта, а так же приведенного радиуса возмущающей скважины от пластового давления, полученные по данным измерений для межскважинных интервалов методом фильтрационных волн давления.

$$F_1 = P_{s1}, \quad F_2 = P_{s2}.$$

Так как давление Родинаково, силы будут пропорциональны площадям сечений и большая пора будет стремиться сжать малую. С ростом абсолютного значения порового давления идет, как уже говорилось выше, снижение напряженности горных пород и зажим малых пор большими облегчается.

Зажим малых пор ведет к сужению и перекрытию межпоровых каналов и захлопыванию этих пор. При их изоляции от общей системы давление в них за счет сжатия будет повышаться, создавая упругий запас, который будет способствовать их раскрытию при обратном ходе снижения порового давления.

Таким образом, в пористом скелете при изменении в нем внутреннего порового давления будут конкурировать два различных механизма его деформации. Первый ведет к росту проницаемости коллектора и уменьшению эффективно работающей толщины пласта. Второй, с ростом давления – к уменьшению проницаемости, но также к снижению эффективно работающей толщины пласта. Коэффициент пьезопроводности не зависит от толщины пласта, поэтому он показывает только рост проницаемости лучших каналов, соединяющих поры самого большего диаметра. Коэффициент гидропроводности как комбинированная величина отражает оба механизма. До какого-то значения порового давления гидропроводность растет за счет роста проницаемости пор, а потом начинает падать, когда вклад уменьшающейся толщины пласта начинает превалировать над приростом проницаемости. Процесс этот динамичный, очень сложный по своей природе, сильно зависящий от строения и механических свойств коллектора и нуждается в дальнейшей тщательной научной проработки как в эксперименте, так и в теории.

Приведенная на рис.1.4 зависимость приведенного радиуса возмущающей скважины от пластового давления подтверждает, что с ростом давления происходит увеличение проницаемости коллектора и нелинейный рост приведенного радиуса.

Рассматриваемый четвертый принцип эксплуатации при  $\bar{r} = F_{\max}$  является вторым по важности после первого. Если первый дает возможность поднять нефтеотдачу пластов за счет включения в работу каждого пропластка в разрезе месторождения и охватить его весь в плане месторождения, то четвертый принцип позволяет вырабатывать максимальную толщину самого пласта!

Об эффективности этого принципа можно судить не только по экспериментальным кривым, приведенным на рис. 1.4., но и по практике разработки некоторых месторождений, для которых этот принцип выполняется автоматически самой природой. Так для цепочки небольших месторождений Красноборского

скважины распространяется на все  $360^\circ$ , что заметно увеличивает (примерно, на 30 %), ее приемистость. Типы ячеек и их преимущества описаны в работе [3]. На рис.1.2

ных депрессий; кроме того и пластовая температура  $T_{пл}^0 > T_o^0$ . Для наиболее выработанного Красноборского месторождения уже достигнуты  $h > 0,7$ , но эксплуатация продолжается с высокой эффективностью.

## 1. 5. Депрессия на пласт

Депрессия в эксплуатационных скважинах не должна превышать критического значения. Критическая величина депрессии определяется соотношением

$$(P_{пл} - P_{заб})_p = \frac{q_p}{K}, \quad (1.6)$$

$$q_{\bar{p}} = V_o S_n = V_o 2p \cdot r_c h m, \quad (1.7)$$

где  $K$  — продуктивность скважины,  $S_n$  — площадь боковой поверхности скважины против продуктивного пласта с пористостью  $m$  и толщиной  $h$ ,  $V_o$  — скорость распространения возмущения в пласте.

Классическая теория фильтрации, на которой базировалось проектирование разработки на II этапе, предполагала бесконечно большую скорость распространения фронта возмущения в пласте, точнее  $V_0 = C_0$  где  $C_0$  — скорость звука в пласте, которую можно считать, по сравнению со скоростью фильтрации, бесконечно большой. В соответствии с этим, процесс фильтрации описывался хорошо известным законом Дарси, а распределение давления подчинялось уравнению пьезопроводности. Экспериментальные промысловые исследования показали, что кроме электромагнитных волн, распространяющихся в среде со скоростью света, и скорости звука, равной нескольким километрам в секунду, при внесении в пласт возмущения в виде скачка дебита или давления, по пласту распространяется еще и фронт изменения давления с неизмеримо меньшей скоростью, равной, примерно, сантиметрам в секунду. Такие же значения имеют и фазовые скорости фильтрационных волн. На рис. 1.5 даны экспериментально снятые зависимости фазовой скорости фильтрационных волн от периода возмущающих колебаний для высокопроницаемых коллекторов.

Кривая 1 получена для трещиновато-пористого водонасыщенного карбонатного коллектора горизонта на полигоне Все-ГИНГЕО близ г. Петушики Владимирской области. Глубина залегания  $H \sim 120$  м,  $h = 60$  м. Вязкость воды  $m = 1 \text{ МПа} \cdot \text{с}$

Кривая II снята на месторождении термальных вод Махмудовы для водоносного песчаника с  $h \sim 10$  м, залегающего на глубине  $H \sim 1100$  м,  $m = 0,6$  МПа·с

Кривая III — месторождение термальных вод Темчи на побережье озера Иссык-Куль. Пласт из нецементированных песков толщиной  $h \sim 60$  м залегает на  $H \sim 700$  м,  $m = 0,8$  МПа·с.

На рис. 1.6. даны аналогичные кривые для слабопроницаемых и нефтенасыщенных коллекторов Ромашкинского месторождения:

I — промытый девонский песчаник  $H \sim 1700$  м,  $h = 9$  м,  $m = 2$  МПа·с

II — нефтенасыщенный песчаник Бобриковского горизонта;  $H \sim 1100$  м,  $h = 4$  м,  $m = 25$  МПа·с.

III — алевролит нефтенасыщенный девон,  $H = 1750$  м,  $h = 2$  м,  $m = 4$  МПа·с.

Оrientировочно физический механизм возникновения, кроме звуковых, еще и фильтрационных волн в пласте связан с диффузионным перераспределением давления в объеме каждой поры. В качестве характеристики этого процесса

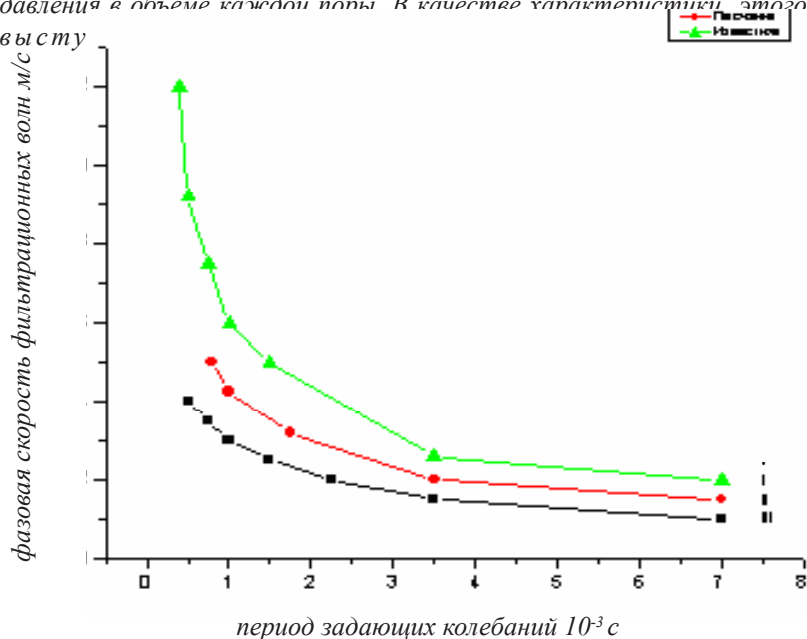


Рис. 1.5. Зависимость фазовой скорости ФВД от периода.

I — Известняк  $H = 120$  м,  $m = 1$  МПа·с, II — Песчаник  $H = 1500$  м,  $m = 0,6$  МПа·с,

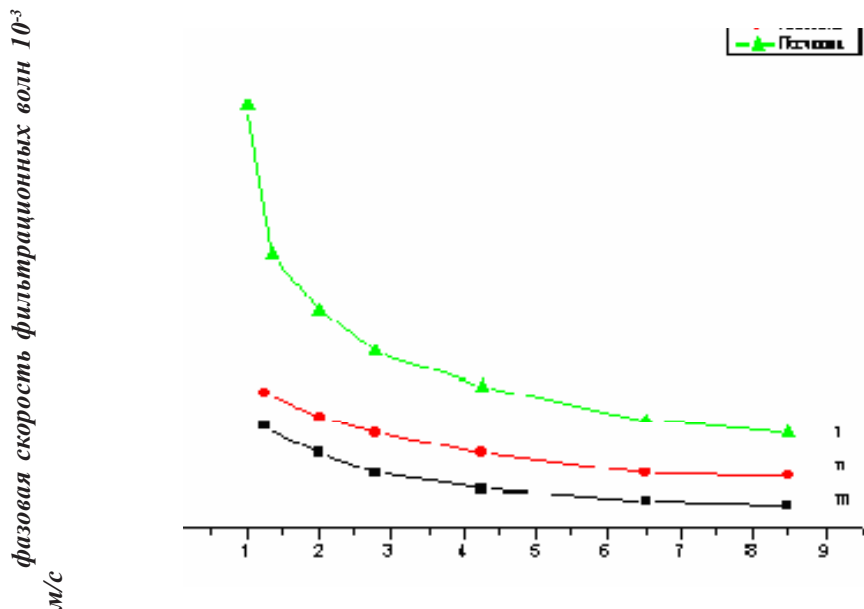


Рис.1.6. Зависимость фазовой скорости ФВД от периода.

I — Песчаник  $H = 1350$  м,  $m = 3$  МПа·с, Девон; II — Известняк  $H = 1100$  м,  $m = 25$  МПа·с, Карбон; III — Алеврит  $H = 1750$  м,  $m = 3$  МПа·с, Девон.

$$t = \left( \frac{d}{e} \right)^2 t_o$$

(1.8)

где  $d$  — средний размер пор коллектора,

$e$  — расстояние между молекулами,

$t_o$  — время передачи возмущения между отдельными молекулами.

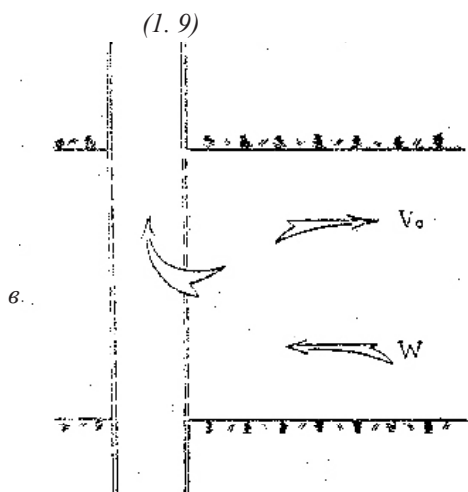
Время  $t_o = 10^{-6}$  с определено по скорости распространения звука в среде. Учитывая, что  $e = 10^{-10}$  м, а  $d = 10^{-6}$  м, можно оценить по порядку величины время диффузионной релаксации

$$t = \left( \frac{\varnothing}{\varnothing} \cdot \varnothing \right)^2 \cdot \varnothing \cdot \varnothing = 100c$$

В зависимости от размеров пор и насыщающего флюида это время для разных пластов будет колебаться от десятков секунд до десятков минут.

У реальных пластов оказалось несколько релаксационных механизмов, что потребовало разработки нескольких моделей, описание которых дано во второй части настоящей работы. Приведенный выше механизм определяет конечную скорость распространения возмущения. Согласно теории она равна

$$V_o = \sqrt{\frac{c}{t}}$$



т. е. определяется не только временем релаксации, но и коэффициентом пьезопроводности пласта. При  $c = 1 \text{ м}^2 / \text{с}$  и  $t = 0,2 \text{ с}$  Рис 1.7. Принципиальная схема направлений скорости распространения возмущения  $V_o$  в пласте и скорости движения потока жидкости в нем  $W(r)$  эксплуатационной скважине.

что порядку величины хорошо согласуется с данными графиками 1.5 и 1.6.

Скачкообразное понижение давления при пуске эксплуатационной скважины на излив приводит к тому, что по радиусу от неё с постоянной скоростью  $V_o$  начнет распространяться фронт изменения давления в пласте. За этим фронтом в обратном направлении из пласта в скважину начнет двигаться пластовый флюид со скоростью  $W(r)$ , определяемой приложенным градиентом давления и коэффициентом проницаемости среды, т. е. законом Дарси. На рис.1.7 дана при-

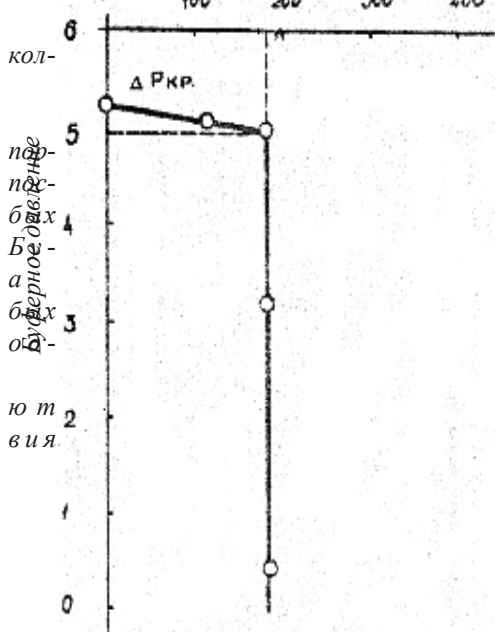
начальная схема направлений движения  $W$  и  $V_0$  из которой видно, что эти две скорости направлены в разные стороны. Если  $V_0 = \text{const}$ , то  $W = W(r)$  переменна по радиусу и имеет максимум при  $r = r_c$ .

Разбираемый пятый принцип гласит, что при равенстве

$$W(r_c) = V_0$$

(1.10)

которое наступает при какой-то величине депрессии, при которой достигается предельное, критическое значение  $q_{кр}$ , выше которого увеличения притока не будет, т. к. иначе нарушается фундаментальный закон сохранения массы. Проиллюстрировать этот принцип можно экспериментальной снятой индикаторной кривой на скв. № 31 Ушаковского нефтяного месторождения Калининградской области (рис. 1.8). Это однопластовое месторождение.



месторождения. Индикаторная диаграмма скважины № 31 Ушаковского нефтяного месторождения. Кривая ID имеет три точки, соединенные линиями, образующими плавную кривую, которая выходит на горизонтальную асимптоту. Точки соединены линиями, образующими плавную кривую, которая выходит на горизонтальную асимптоту. Точки соединены линиями, образующими плавную кривую, которая выходит на горизонтальную асимптоту.

Из рис. 1.8. видно, что при депрессии  $P = 0,2$  МПа достигается критический дебит  $q_{кр} = 178$

м³/сут.

## 1. 6. Репрессия на пласт

Для повышения приемистости репрессия на пласт в нагнетательных скважинах может превышать критическое значение, но это должно быть обосновано гидродинамически и экономически.

Учет конечной скорости распространения возмещения в пласте создает принципиальное различие между эксплуатационными и нагнетательными скважинами помимо тех, что были в свое время разобраны в (11). На рис. 1..9 даны направления скоростей в пласте  $V_0$  и  $W(r)$ . При нагнетании они совпадают. Но если принцип причинности не давал возможности реализовать на практике условие  $W(r) > V_0$  при разнонаправленных скоростях, то при совпадении направлений этого запрета нет при достижении критическости скорости

$$W_H(r) = V_0$$

и соответственно этому критического перепада давления скорости распространения фронта возмущения не может больше опережать фронт нагнетаемой жидкости и движется теперь вместе с ним, создавая на этом фронте скачок давления или ударную волну сверхсжатой жидкости. Этот сверхкритический режим фильтрации — аналог эффекта Вавилова -Черенкова в электродинамике, когда электрон в среде движется со скоростью большей, чем скорость света в этой среде или сверхзвукового полета самолета в акустике. Он обладает в фильтрации целым рядом специфических особенностей: 1) На сверх критическое сжатие жидкостей ударной волне необходимо затрачивать дополнительную энергию, т.е. мощность насосных агрегатов, закачивающих жидкость в пласт; 2) Фронт ударной волны при  $W_H(r) > V_0$  обладает новым для фильтрации эффектом плотностной неустойчивости. Если пласт литологически неоднороден по азимуту от скважины или по толщине, то сверхсжатая жидкость будет прорываться в зоны повышенной проницаемости, создавая языки, и приводит к преждевременному обводнению части эксплуатационных скважин; 3) Скачок давления в пласте, занимая зону от  $r_c$  до  $W_H(r) = V_0$  в пласте, создает дополнительные условия для расслоения пласта по вертикали и отключению части ранее работавшей (проводившей) толщины пласта, т.е. влияет на нефтеотдачу; 4) измеряемые в скважинах гидродинамическими методами фильтрационного параметра пласта по формулам классического водонапорного или упругого режима сильно искажаются иногда на порядки величин в зависимости от превышения задаваемой в скважине депрессии или репрессии выше критических значений. Это происходит из-за того, что в расчетные формулы значение перепада подготавливаются давления, превышающего иногда во много раз реально действующее в пласте.

На рис. 1.10. приведены кривые падения дебита во времени, снятые при различных величинах депрессии для эксплуатационных скважин ( $DP_3 > DP_2 > DP_1$  сунка) и репрессии для нагнетательных (верхняя часть рисунка), . Форма их отличается из-за различного влияния критического дебита.

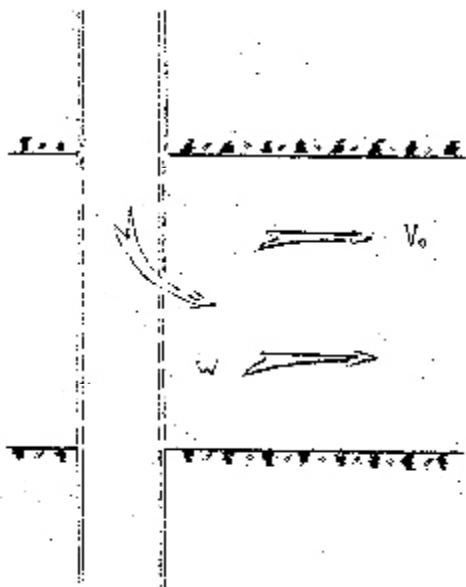


Рис.1.9. Схема направлений скорости распространения возмущения и скорости потока в нагнетательной скважине.

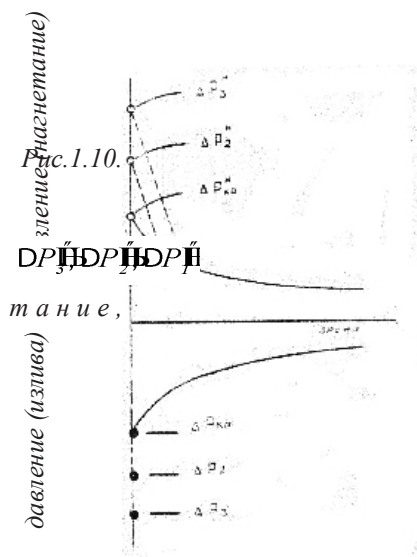


Рис.1.10. Вид кривых падения дебита при пуске скважины в работу при различных перепадах давления пласт-скважина. Верхняя часть — нагнетание, нижняя часть — излив.

На рис 1.11 в качестве второго иллюстрирующего примера приведена зависимость сдвига по фазе фильтрационных волн для одного и того же периода возмущающих колебаний  $T=21600$  с (6 час.) между скважинами № 4887 и № 8577 Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения от логарифма амплитуды возмущающих колебаний. Из графика видно, что зависимость может быть аппроксимирована двумя отрезками прямых АВ и ВС. Отрезок АВ соответствует значениям амплитуд меньше критических, а ВС — большие критических.

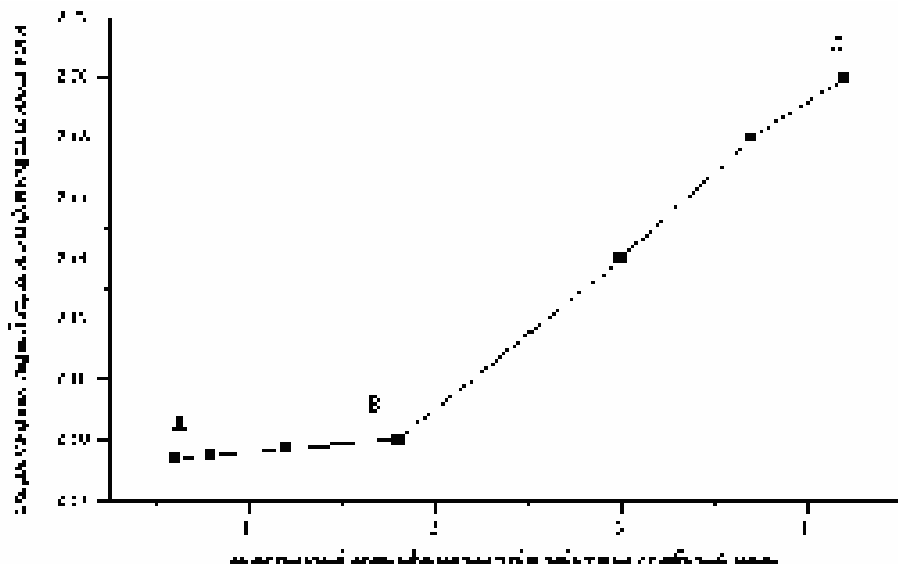


Рис.1.11. Зависимость величины сдвига по фазе фильтрационных волн давления, снятых при одном и том же периоде 6 часов, но при разных амплитудах возбуждающих колебаний  $P_c$  по задающей скважине.

Теория сверхкритической фильтрации пока не построена, поэтому данные с отрезка ВС, заложенные в расчеты по обычным формулам, будут давать искаженные результаты.

## 1.7. Радиус скважин

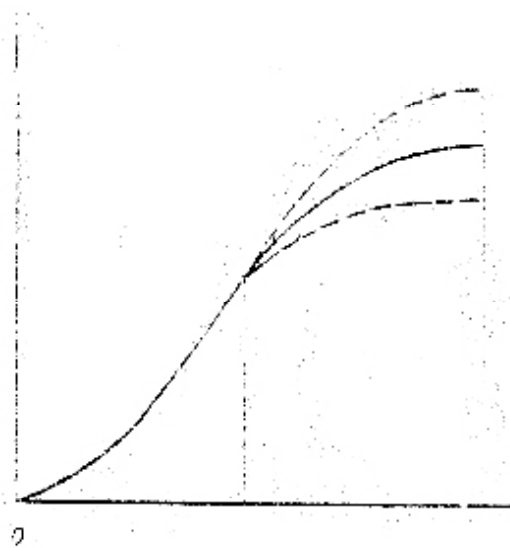
Радиус скважины в преде  $r_c \hat{=} r_{max}$  пивного горизонта должен иметь максимально возможное значение  $r_{max}$ , достигаемое существующим уровнем техники.

От его значения линейно зависит величина критического дебита формуле (1.7), а следовательно, во многом определяется темп разработки и добычные возможности скважин. На увеличение радиуса ствола против продуктивного горизонта можно тратить средства, сравнимые со стоимостью бурения нескольких новых скважин. Бурение боковых стволов ведет к увеличению приведенного радиуса скважин.

## 1.8. Начальный градиент давления

Градиент давления в пласте в пределах эксплуатационной ячейки должен превышать начальный градиент давления. Для маловязких нефтей его требование не накладывает серьезных ограничений при проектировании и эксплуатации. Но с повышением вязкости это требование ужесточается. Разработан промысловый метод определения начального градиента сдвига методом фильтрационных вод давления. В качестве примера можно привести его значение  $g_0 = 0,47$  МПа/м для  $m = 3$  ского горизонта Ромашкинского месторождения с вязкостью нефти МПа. с. Начальный градиент давления наряду с другими параметрами определяет размер зоны дренирования скважины.

## 1.9. Температурный режим



Температура агента, закачиваемого в скважины и вытесняющего нефть из продуктивного коллектора, должна быть не ниже  $T_0^пл \geq T_0$ . Для многослойной залежи с единым фильтром как в нагнетательных, так и эксплуатационных скважинах традиционная внутриконтурная закачка холодных

з 1.12. Графики накопленной добычи нефти с разным температурным режимом пласта.

время эксплуатации

поверхностных вод (Ромашикино  $T^0 = T_H^0 - T_0^0 = -2^0 \text{C}$  . Узень  $\Delta T^0 = -3^0 \text{C}$  , Самотлор  $T^0 = -6^0 \text{C}$  ) приводит к катастрофическим последствиям для конечной нефтеотдачи пластов [11].

На рис.1.12. дан принципиальный график роста накоплений добычи нефти за весь период разработки месторождения с разным температурным режимом пласта.

Для однопластовой залежи, не имеющей выше и ниже лежащих нефтепластов, или при раздельной равноскоростной их выработке, нарушения теплового режима,

сказываются на нефтеотдаче значительно меньше, т. к. на самом фронте нагнетаемой воды вытеснение происходит с температурой, равной начальной пластовой, независимо от знака термозаводнения. Однако, по крайней мере два фактора положительного влияния закачки подогретой воды можно отметить и в случаях:

1) Из-за снижения вязкости подогретой воды, по сравнению с холодной, понижается фильтрационное сопротивление пласта и для прокачки одного и того же объема жидкости через пласт требуется значительно меньшее давление, а следовательно, и меньшие энергозатраты на компримирование жидкости. Во многих случаях это оказывается экономически выгодным, т. к. подогрев одного кубометра воды на  $70-80^0 \text{C}$  методом погруженного горения на современных установках обходится намного дешевле.

2) Для получения экономически рентабельного коэффициента нефтеотдачи для неоднородных продуктивных коллекторов приходится прокачивать через них 3-5 поровых объемов воды. В этом случае температурный фактор способствует и отмыву нефти в порах коллектора за счет энергии связи молекул нефти с поверхностью скелета горных пород.

Если три месторождения-гиганта: Ромашикино, Узень, Самотлор являются примерами разработки с отрицательным температурным режимом, то Октябрьское месторождение в г. Грозном — прекрасный пример положительного знака при термозаводнении. Сундукообразное строение залежи этого месторождения при естественном напоре контурных вод приводит к тому, что нефть в пласте с начальной температурой  $T = 52^0 \text{C}$  вытесняется пластовой контурной водой с температурой около  $+100^0 \text{C}$  (текущая температура пласта достигла  $+90^0 \text{C}$ ), что обеспечило один из самых высоких коэффициентов нефтеотдачи у нас в стране.

Большие перепады температуры при положительном термозаводнении (закачка пара в пласт, термогазовое воздействие и др.) приводит к деформации коллектора за счет его теплового расширения. Этот эффект и его влияние на нефтеотдачу пока научно не проработаны. Отрицательный тепловой режим нефтяных месторождений с внутриконтурным заводнением детально изучен

учеными Казанского университета в период с 1956 по 1974 г.г. результаты опубликованы в монографиях: Тепловой режим скважин при бурении [12]. Тепловой режим нагнетательных и эксплуатационных скважин при эксплуатации [13]. Теория и практика термозаводнения пласта [14]. Влияние охлаждения на нефтеотдачу [11]. Тепловое поле месторождения [9] и Геотермия областей нефтегазоаккумуляции [10].

### 1.10. Химический состав вытеснителя

Количество катионов солевого состава закачиваемой воды должно быть равно или превышать концентрацию катионов в пластовых водах или, точнее, в глинистой компоненте скелета коллектора.

При заводнении жидкость, закачиваемая в пласт, кроме температуры, согласно подразделу 1.9, и отсутствию мехпримесей, закупоривающих каналы пористого коллектора, должна представлять из себя раствор электролита. Это требование вызвано отрицательным влиянием на фильтрацию набухания в пресной воде глин, содержащихся в песчаниках и особенно в алевролитах. Физико-химический механизм этого явления таков. Все семейство глин представляет собой алюмосиликаты чешуйчатого строения. Набуханию подвержены монтмориллонитовые глины, отличающиеся от остального семейства, в основном, наличием нескомпенсированного электрического заряда у плоских пластинок. Связано это со случайным замещением в процессе образования кристаллической структуры В природ отрицат

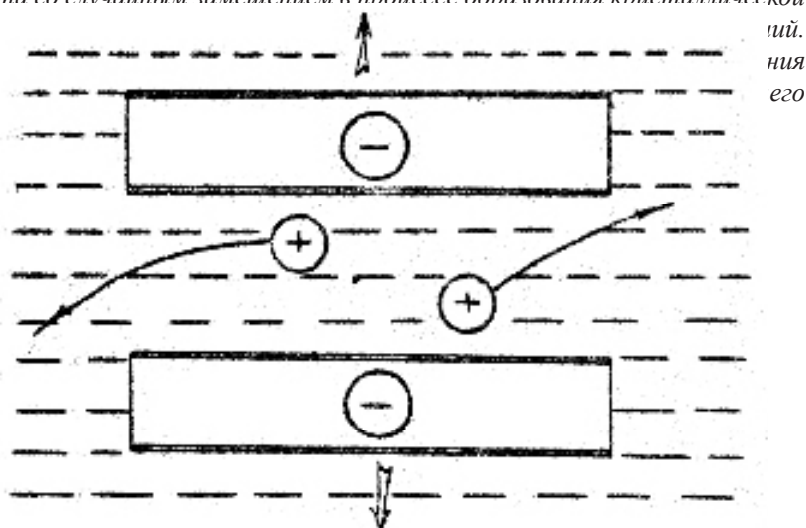


Рис. 1.13. Схема механизма набухания монтмориллонитовых глин.

На рис.1.13. дана принципиальная схема набухания монтморилонитовых глин. При нагнетании в пласт пресной воды возникает разность солевой или катионной концентрации в глинах, окружающих закачанную в пласт воду. Под действием градиента концентрации, по второму закону Фика, положительные катионы начинают мигрировать в окружающую водную среду, нарушая баланс электростатических сил притяжения и отталкивания между пластинками.

Уход положительных зарядов приводит к превалированию сил отталкивания между одноименно заряженными пластинками. Эти силы могут достигать сотен килограмм на квадратный сантиметр и ведут к расталкиванию пластинок. Промежуток между ними заполняется водой. Это и есть процесс набухания. Совершенно очевидно, что для избежания этого нежелательного явления нельзя нарушать при закачке сложившегося природного равновесия сил притяжения и отталкивания в глинах и глинистом цементе песчаников и алевролитов.

В Казанском университете ведутся исследования на молекулярном уровне возможности осуществить обратный процесс и подбором солевого состава закачиваемой воды заставить глины не набухать, а сжиматься, увеличивая тем самым диаметр межпоровых каналов и проницаемость пород для жидкости.

Применение других физико-химических методов и соответствующий подбор состава вытесняющего агента для промывки пластов нуждается ещё в многолетней научной проработке, прежде чем будет рекомендован для освоения нефтяной промышленностью на четвертом этапе её развития, т. е. в начале следующего века. И это при условии, что к фундаментальным исследованиям по физике жидкости, поверхностным взаимодействиям между твердым телом и жидкостью и физико-химической гидродинамике будут привлечены большие силы, которые должны создать вместо действующей поныне в теории фильтрации гидромеханической модели сплошной среды гидрофизическую модель пласта, учитывающую силы взаимодействия между жидкостью и твердым телом на молекулярном, квантовом уровне.

## 1.11. Режим работы пласта

Эксплуатация месторождения с внутри или законтурной выработкой продуктивного пласта возможна в двух режимах.

а) На линии нагнетания и линии отбора поддерживаются условия постоянного давления  $P_n = const$  и  $P_s = const$ . В этом случае регулирование отбора осуществляется за счет изменения дебитов скважин, как с одной так и с другой стороны.

б) На линии нагнетания и отбора поддерживается режим постоянных дебитов  $q_n = const$  и  $q_s = const$ .

Это очень важный принцип, т.к. вместо него повсеместно на линии нагнетания поддерживается режим постоянного давления, задаваемого кустовыми насосными станциями, а в эксплуатационных скважинах режим постоянных дебитов, задаваемыми производительностью электропогружных или штанговых насосов. Движение жидкости в пластах при таких условиях непредсказуемо.

## 1.12. Информационное обеспечение

*Информационное обеспечение при разведке, проектировании и эксплуатации обеспечивается как каротажными геофизическими данными для скважины (точки в плане месторождения), так и фильтрационными параметрами межскважинных интервалов. Последние — и в статике, и в динамике.*

*Данные, подучаемые из гидродинамических и акустических измерений до начала промышленной эксплуатации месторождения, образуют начальный базовый информационный массив, который в дальнейшем служит отправной точкой для технологического, повседневного текущего контроля и управления разработкой. Важность его для всего дальнейшего процесса эксплуатации трудно переоценить, поэтому на него нужно отводить время, средства и усилия, составляющую значительную долю от общего времени, затрат и усилий для полной выработки пластов! По праву это — фундамент здания разработки со всеми вытекающими последствиями.*

*Некоторые погрешности, которые возникают пока при получении начальных данных, связаны с тем, что до разработки и в процессе выработки пластов, и в конце эксплуатации продуктивный коллектор содержит двухфазную смесь воды и нефти и для определения их текущей концентрации ни в начале, ни в конце разработки нет надежных опорных данных, т. е. значений параметров для системы коллектор — чистая вода, либо коллектор — чистая нефть. Оценка начальной нефтенасыщенности по геофизическим и кернавым данным имеет невысокую точность сама по себе; кроме того они требуют усреднения по толщине пласта и экстраполяции на межскважинный интервал между двумя точками на плоскости.*

*Как уже отмечалось выше, для определения коэффициента упругоэластичности пласта необходимо привлечение акустических межскважинных измерений, которые пока работают только на небольших расстояниях и содержат ряд неопределенностей о путях распространения звука в слоистых породах разной плотности и насыщенности, не говоря уже о том, что измеряются не на частотах фильтрационных волн  $10^{-6}$  ÷  $10^{-3}$  Гц, а на звуковых частотах порядка  $10^3$  Гц, т. е. разница составляет 6–9 порядков величин. Здесь ещё предстоит большая научная работа для получения однозначных результатов.*

*Систематический и действенный контроль за процессом вытеснения нефти*

*в межскважинном пространстве требует увеличения на один-два порядка количества и качества гидродинамических и акустических измерений, по сравнению с тем, что было достигнуто на II этапе. Такой большой объем принципиально невозможно осуществить без внедрения автоматизированной, компьютеризированной системы контроля за выработкой пластов АСК-ВП, которая становится основным орудием для достижения высоких значений коэффициентов нефтеотдачи. Кроме того только после массового внедрения АСК-ВП станут надежными и информативными методы промыслового контроля за эффективностью тех или иных методов теплового и физико-химического воздействий на пласт и их оптимизации в процессе разработки залежи.*

*Далее детально этот заключительный и главный принцип технологии излагается ниже, во второй части, относящейся к АСК-ВП, как к основному новому орудю и средству добычи нефти.*

## **2. ОРУДИЯ И СРЕДСТВА ПРОИЗВОДСТВА**

### **2.1. Общие сведения**

*Как любой современный способ производства, динамический режим эксплуатации нефтяных месторождений требует систематического контроля за технологическими параметрами системы, определяющими коэффициент вырабатываемой системы и темп разработки, с целью принятия соответствующих управленческих решений для поддержания выработки пласта в заданном режиме.*

*Большое количество объемов наблюдения скважин и межскважинных интервалов требует переработки колоссального объема информации, естественно, что с этой задачей может справиться только компьютеризированная двух- или трехуровневая автоматизированная система контроля за выработкой пластов (АСК-ВП).*

*Блок-схема такой системы, разработанной КГУ и создаваемой совместно с СПКБ «НХПА» Минприбора СССР на базе микро-ЭВМ СМ 1810 для нижнего основного уровня 9-15 скважинной ячейки, представлена на рис 2.1. В задачу АСК-ВП входит: периодический сбор и регистрация данных с контрольно-измерительных приборов (КИП) — датчиков давления, дебита и расхода, установленных на скважинах; математическая обработка поступающей информации; интерпретации полученных исходных данных с помощью той или иной модели пласта, заложенной в специальное математическое обеспечение; выдача исходных данных и технологических параметров выработки пласта в призабойных зонах*

скважин и в межскважинных интервалах на внешние носители для оперативного управления, а также для передачи исходных данных в случае необходимости на второй уровень (КИВЦ ПО) для их интерпретации по более сложным моделям на больших ЭВМ.

## 2.2. Теоретическое обеспечение АСК-ВП. Математические модели фильтрации.

2.2.1. Для неустановившейся изотермической фильтрации однородной капельно-сжимаемой вязкой жидкости в неподвижной изотермической изотропной слабо-деформируемой пористой среде разработаны различные модели фильтрации, учитывающие те или иные свойства фильтрующей жидкости и пористой среды, а также условия, в которых происходит фильтрация.

Наиболее широкое применение получила так называемая модель классического упругого режима (1.17), в основе которой лежит следующая система уравнений:

$$\vec{W} = -\frac{k}{m} \text{grad} \cdot P,$$

(2.1)

$$\Pi \text{div} \vec{W} + \frac{\partial \Pi}{\partial t} = 0,$$

(2.2)

$$m r = m_o r_o + r_o b * (P - P_o)$$

(2.3)

Здесь  $\vec{W}$  — вектор скорости фильтрации,  $K$  — коэффициент проницаемости,  $\mu$  — динамическая вязкость жидкости,  $P$  — давление,  $\Pi$  — плотность жидкости,  $m$  — коэффициент пористости,  $r A^* = m_o r_{jc} + r_c$  — коэффициент упругоэластичности пласта,  $r_{jc}, r_c$  — коэффициенты сжимаемости соответственно жидкости и пористой среды. Эта система сводится к уравнению пьезопроводности

$$c \cdot \nabla^2 P = \frac{\partial \Phi}{\partial t},$$

(2.4)

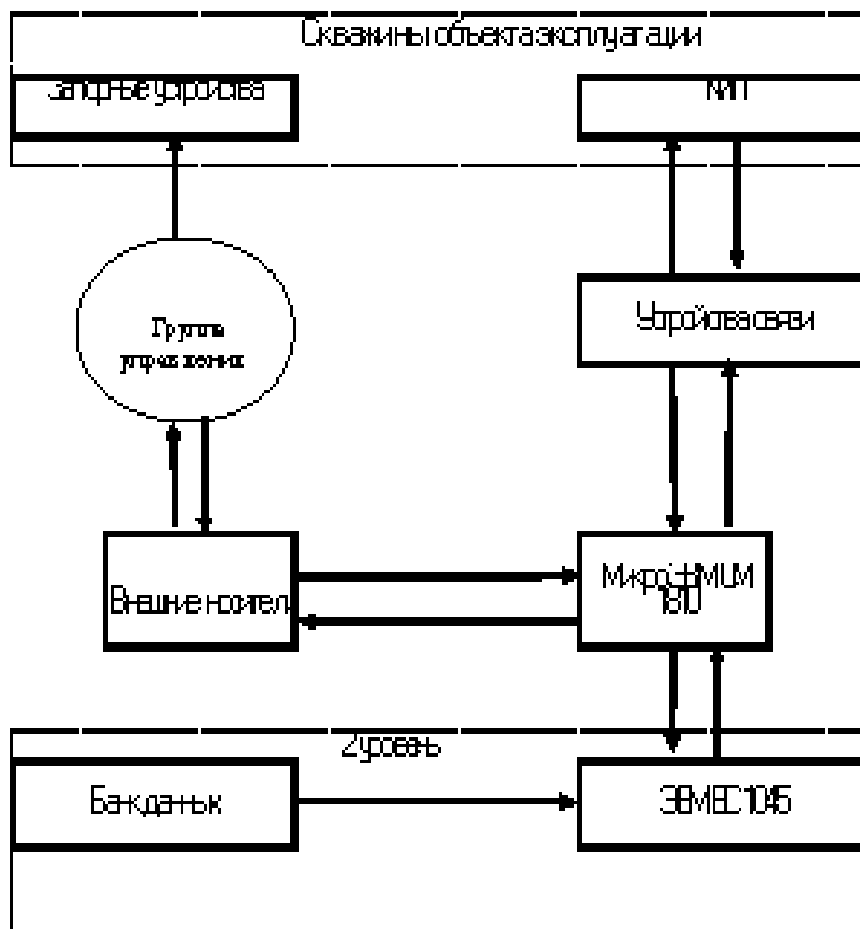


Рис. 2.1. Блок - схема АСК-ВП

рять уравнению Лапласа

$$\mathcal{L}\{\partial P\} = 0.$$

$$c = \frac{k}{b n^*}$$

где  $k$  — коэффициент пьезопроводности. Если упругость пласта  $A^*$  равна нулю (жидкость и пористая среда несжимаемы), то давление будет удовлетво

вых, распространение возмущений, вызванных в пласте вследствие резких изменений тех или иных условий, происходит с бесконечно большими скоростями, во-вторых, скорость фильтрации и градиент давления находятся в “равновесном” соответствии, т. е. изменение одной из величин, входящих в (2.1), влечет за собой мгновенное по времени соответствующее изменение другой. Аналогичное положение имеет место и между количеством жидкости в элементарном объеме и давлением в нем, описываемое соотношением (2.3).

Эти предположения ограничивают применение модели классического упругого режима фильтрации; она хорошо будет описывать стационарные и близкие к ним фильтрационные течения, когда условия, формирующие поток жидкости, будут меняться медленно во времени.

Экспериментальные исследования реальных насыщенных пористых сред в промысловых условиях показали недостаточность модели классического упругого режима фильтрации и потребовали введения в рассмотрение новых моделей фильтрации, учитывающих, во-первых, конечность скорости распространения возмущений в пласте, во-вторых, неравновесного поведения закона фильтрации и уравнений состояния. Развита в Казанском университете фундаментальная теория релаксационной фильтрации [3,5,6], основанная на общих принципах неравновесности процессов, включает в себя три новых базовых варианта.

2.2.2. Модель фильтрации с постоянной скоростью распространения возмущений.

Эта модель отличается от модели классического упругого режима лишь заменой фильтрации

$$\vec{W} + t \frac{\partial \vec{W}}{\partial t} = -\frac{k}{m} \text{grad} \cdot P,$$

(2.6)

где  $t$  — некоторая постоянная времени, характеризующая установление термодинамического равновесия между скоростью фильтрации и градиентом давления. Очевидно, система уравнений (2.6), (2.2), (2.3) преобразуется в области фильтрации к телеграфному уравнению

$$c \nabla^2 P = \frac{\partial}{\partial t} \left( P + t \frac{\partial P}{\partial t} \right)$$

(2.7)

$$\nabla^2 P = \frac{1}{c} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{V_o^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2},$$

или

$$V_o = \sqrt{\frac{c}{t}},$$

где

(2.8)

$V_o$  — скорость распространения возмущений в пласте.

2.2.3. Модель фильтрации по неравновесному закону в упругой пористой среде.

В простейшем случае фильтрационное течение описывается системой, состоящей из уравнения (2.2), (2.3) и (2.9) вместо (2.1).

$$\vec{W} + t_w \frac{\partial \vec{W}}{\partial t} = -\frac{k}{m} \text{grad} \left( P + t_p \frac{\partial P}{\partial t} \right),$$

(2.9)

где  $t_w, t_p$  — времена релаксации, соответственно, скорости фильтрации и давления. Этой системе соответствует уравнение вида

$$c \nabla^2 \left( P + t_p \frac{\partial P}{\partial t} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( P + t_w \frac{\partial P}{\partial t} \right).$$

(2.10)

Асимптотический анализ уравнений при малых значениях времени (2.9) и (2.10) показывают, что при  $t \rightarrow 0$  эти соотношения принимают форму:

$$\vec{W} = -\frac{K}{m} \cdot \frac{t_p}{t_w} \text{grad} P,$$

(2.11)

$$c \cdot \frac{t_p}{t_w} \nabla^2 P = \frac{\partial P}{\partial t}.$$

(2.12)

Отсюда следует, что фильтрационное течение при малых временах может быть описано моделью классического упругого режима фильтрации, но с измененными так называемыми динамическими коэффициентами проницаемости и пьезопроводности пласта, соответственно:

$$K^* = K \frac{t_p}{t_w}, \quad c^* = c \frac{t_p}{t_w}.$$

(2.13)

2.2.4. Модель фильтрации по закону Дарси в релаксационно-сжимаемой пористой среде.

Фильтрационное течение в простейшем случае описывается системой, состоящей из уравнений (2.1), (2.2) и

$$m r = m_o r_o + r_o \left[ b_{\infty} (P - P_o) + \frac{L_m - L_r}{L_m} \cdot b_c \times \int_0^t (P - P_o) \exp \left( - \frac{t - t'}{L_m} \right) \frac{dt'}{L_m} \right], \quad (2.14)$$

где  $L_m, L_r$  — времена релаксации соответственно пористости и давления,

$$b_{\infty} = m_o b_{\infty} + b_c \cdot \frac{L_r}{L_m}$$

(2.15)

— динамический коэффициент упругости пласта.

Эта система преобразуется к уравнению вида

$$c \cdot \nabla^2 (P + L_m \frac{\partial}{\partial t}) = \frac{\partial}{\partial t} \left( P + L_m^* \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \right), \quad (2.16)$$

$$L_m^* = L_m \frac{b_{\infty}}{b^*}$$

где

Асимптотический анализ показывает, что при малых значениях времени  $t \rightarrow 0$  выражения (2.14), (2.16) представимы в форме

$$m r = m_o r_o + r_o b_{\infty} (P - P_o) \quad (2.17)$$

$$c \cdot \frac{b^*}{b_{\infty}} \nabla^2 P = \frac{\partial P}{\partial t}.$$

(2.18)

Следовательно, фильтрационное течение при малых временах может быть описано моделью классического упругого режима, но с динамическими коэффициентами упругости пласта и пьезопроводности

$$c_* = c \frac{b^*}{b_*}.$$

(2.19)

2. 2.5. В развитой теории получены также основные уравнения и частные

Здесь динамические коэффициенты проницаемости и пьезопроводности определяются соотношением (2.13).

Б) Модель фильтрации с постоянной скоростью распространения возмущений в релаксационно-сжимаемой пористой среде.

Система уравнений состоит из (2.1), (2.2), (2.14); при этом эквивалентное дифференциальное уравнение представимо в виде

$$c \cdot \nabla^2 \left[ \left( I + L_m \frac{\partial}{\partial t} \right) P \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \left( I + t_w \frac{\partial}{\partial t} \right) \left( I + L_m^* \frac{\partial}{\partial t} \right) P \right].$$

(2.22)

Здесь динамический коэффициент пьезопроводности определяется соотношением (2.19).

В) Модель фильтрации по неравновесному закону в релаксационно-сжимаемой пористой среде.

Система уравнений следующая: (2.9), (2.2), (2.14); при этом эквивалентное уравнение запишется в виде:

$$c \cdot \nabla^2 \left[ \left( I + t_w \frac{\partial}{\partial t} \right) \left( I + L_m \frac{\partial}{\partial t} \right) P \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \left( I + t_w \frac{\partial}{\partial t} \right) \left( I + L_m^* \frac{\partial}{\partial t} \right) P \right].$$

(2.23)

Здесь динамический коэффициент проницаемости равен первому соотношению в (2.13), а динамический коэффициент пьезопроводности определяется следующим образом

$$c_m^* = c_m^* \frac{b_m^*}{b_m} = c_m^* \frac{t_p}{t_q}.$$

Г) Модель фильтрации с постоянной скоростью распространения возмущений и по неравновесному закону в релаксационно-сжимаемой пористой среде.

Очевидно, система состоит из уравнений: (2.20), (2.2), (2.14), при этом эквивалентное уравнение запишется так:

$$c \cdot \nabla^2 \left[ \left( I + t_w \frac{\partial}{\partial t} \right) \left( I + L_m \frac{\partial}{\partial t} \right) P \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \left( I + t_w \frac{\partial}{\partial t} \right) \left( I + L_m^* \frac{\partial}{\partial t} \right) P \right].$$

Здесь динамические коэффициенты проницаемости и пьезопроводности соответственно равны первому соотношению в (2.13) и (2.24).

2.2.6. Практика пьезометрии водонефтедержащих пластов указывает на следующую, наиболее вероятную иерархию времен релаксации:

Использование моделей релаксационной фильтрации обусловлено временем проведения эксперимента. Если его время меньше времени действия того или

формулы для всех возможных комбинаций этих четырех базовых моделей фильтрации:

А) Модель фильтрации с постоянной скоростью распространения возмущений и неравновесным законом фильтрации в упругой пористой среде.

Система уравнений следующая: (2.2), (2.3) и

$$\left(1 + t \frac{\partial}{\partial}\right) \left(1 + t_w \frac{\partial}{\partial}\right) \mathbb{W} = -\frac{K}{m} \text{grad} \left[ \left(1 + t_p \frac{\partial}{\partial}\right) P \right].$$

(2.20)

Эквивалентное дифференциальное уравнение имеет вид:

$$C \cdot \nabla^2 \left[ \left(1 + t_p \frac{\partial}{\partial}\right) P \right] = \frac{\partial}{\partial} \left[ \left(1 + t \frac{\partial}{\partial}\right) \left(1 + t_w \frac{\partial}{\partial}\right) P \right].$$

(2.21)

восстановления давления или падения дебита, а также периода колебаний при использовании волн давления, то следует пользоваться соответствующей моделью фильтрации. С увеличением времени проведения эксперимента или увеличением периода зондирующих колебаний вклад релаксационных процессов ослабевает, и в конечном итоге он полностью затухает. Такое же поведение имеют и рассмотренные здесь релаксационные модели фильтрации: с ростом времени каждая из моделей фильтрации стремится к модели классического упругого режима, что находится в полном согласии с принципом затухающей памяти.

## 2.3. Методическое обеспечение АСК-ВП

Методы исследования любых систем и определения их характеристик связаны с внесением возмущения в изучаемую среду и наблюдением отклика или реакции среды. Непосредственному или прямому измерению подлежат только термодинамические параметры: давление  $P$ , объем (дебит  $q$  или скорость потока  $W$ ), температура  $T^\circ$  и, в случае переходных режимов ещё время  $t$ . Для нахождения по этим величинам коэффициентов, характеризующих объект, необходимы физические модели этих сред и расчетные формулы, основанные на той или иной теории явления или процесса.

2.3.1. Разрабатываемый нефтяной пласт имеет три различных стационарных состояния:

- а) невозмущенное состояние покоя — (П)
- б) установившейся режим нагнетания жидкости в пласт с тем или иным перепадом давления — (Н).
- в) стационарный режим отбора флюида из пласта с обратным по отно-

шению к нагнетанию знаком градиента давления — (II).

2.3.2. Между ними возможны и реализуются на практике [11] шесть переходных процессов:

$$1) \text{ (ПИ) — } \frac{DP_H}{dt} = \text{const}, \quad q_H(t) \text{ ,}$$

$$2) \text{ (ИП) — } \frac{DP_H(t)}{dt} \quad q_H = 0 \text{ ,}$$

$$3) \text{ (ПН) — } \frac{DP_H}{dt} = \text{const}, \quad q_H(t) \text{ ,}$$

$$4) \text{ (НП) — } \frac{DP_H(t)}{dt} \quad q_H = 0 \text{ ,}$$

$$5) \text{ (НИ) — } \frac{DP_H}{dt} = \text{const}, \quad q_H(t) \text{ ,}$$

$$6) \text{ (ИН) — } \frac{DP_H}{dt} = \text{const}, \quad q_H(t) \text{ .}$$

Два из них: (ИП) и (НП) представляют собой экспериментально наблюдаемые кривые восстановления давления в пласте — КВД, снятые манометром при остановке скважины после её длительной работы в режиме нагнетания или излива. Четыре других — это кривые падения дебита — КПД после пуска скважин из простоя в работу (ПИ и НИ) или перехода из стационарного режима нагнетания на отбор жидкости или наоборот (НИ и ИН). Эти зависимости  $q(t)$  снимаются дебитомерами-расходамерами.

2.3.3. Два последовательно проведенных переходных процесса представляют собой импульс воздействия на систему. Они бывают трех типов:

1. Импульс на закачку, это последовательность (НП) - (ИП),

2. Импульс на излив — (ПИ) - (ИП),

3. Комбинированный — (НИ) - (ИН) или наоборот.

2.3.4. Если одинаковые импульсы следуют один за другим и интервал между ними равен длительности самого импульса, то возникает периодическое или частотное зондирование среды, при котором появляется новый экспериментально фиксируемый параметр — частота  $\nu$  или период задающих колебаний  $T$ . От него при наличии затухания зависит радиус зондирования среды.

2.3.5. Перечисленный набор внесения возмущения в систему и наблюдений реакции среды на них может быть реализован двумя способами:

а) внесение возмущения и наблюдение отклика осуществляется в одной точке среды (скважине),

б) внесение возмущения производится в одной скважине, а реакция пласта на это возмущение наблюдается в другой скважине на расстоянии  $R_{R.k}$  от воз-

мущающей.

2.3.6. В методическом обеспечении АСК-ВП для контроля за состоянием системы используется частотное зондирование, когда  $P(\omega, t)$  и  $q(\omega, t)$ , как наиболее информативное и помехоустойчивое в обоих его вариантах: частотное самопрослушивание скважин и фильтрационный волны давления между скважинами. Возмущение вносится либо равномерной последовательностью прямоугольных импульсов, когда по пласту распространяется целая гамма начетных гармоник, либо по монохроматической частота, когда дебит или давление на задающей скважине с помощью специального крана меняется по гармоническому закону.

Частотное зондирование и получение информации может идти как при наличии постоянной составляющей по дебиту, так и без неё.

2.3.7. Как составную часть методического обеспечения используется также акустическое самопрослушивание и прослушивание тех же скважин и межскважинных интервалов, что и при частотном гидродинамическим зондировании среды. При этом измеряется скорость распространения звука по пласту. Она определяется в первом приближении плотностными и упругими характеристиками среды

$$C \sim \frac{1}{\sqrt{\rho \cdot b^*}}.$$

(2.26)

По скорости звука, зная закон дисперсии, можно оценить такой важный параметр, как упругоёмкость пласта  $b^*$ . По нему и определенным значениям

| № скважины | 1 | 2 | ... | N | k |
|------------|---|---|-----|---|---|
| 1          |   |   |     |   | m |
| 2          |   |   |     |   |   |
| ...        |   |   |     |   |   |
| N          |   |   |     |   |   |

пласта таких как расстояние  $r$  от забоя насчитываемой скважины до фронта нагнетаемой воды, текущего значения коэффициента водонасыщенности  $S$  или коэффициента нефтеотдачи (КНО), требует знания начальных значений ФПП для пласта, заполненного лишь одной жидкостью. С этой целью до начала разработки, т. е. сразу после разбуривания участка, необходимо провести весь комплекс гидродинамических измерений. На рис.1.3 и 1.5 в качестве примера были даны схемы семискважинного и девятискважинного участков. Стрелками указаны  $i_k$  межскважинные интервалы, если каждая скважина по очереди становится возмущающей, а все остальные используются как реагирующие. Результаты измерений информационного массива по каждому параметру сводится в таблицу, число строк и столбцов в которой равно  $N$  — числу скважин на участке.

По диагонали располагаются ФПП  $ii$  — результаты самопрослушивания, т. е. круговые параметры бассейна данной  $i$ -скважины. Недиagonальные члены — его направление значения для соответствующих межскважинных интервалов. Как нетрудно видеть, для однопластового участка необходимо провести  $N$  самопрослушиваний и  $N(N-1)=N^2-N$  пропусков ФВД на каждой частоте. Различие в коэффициентах, табл.2, отражает степень неоднородности участка по данному параметру. Попутно при обработке по специальной программе томографа на ЭВМ можно оценить геологическую неоднородность пласта в пределах участка, т. е. получить некоторую информацию о содержании “черного ящика”, который представляет собой  $ik$ -ый межскважинный интервал. Этим же целям отвечает и самопрослушивание скважин на разных монохроматических частотах возбуждения зондирующего сигнала.

Так как реальный пласт представляет собой сильно диссипативную систему, в которой практически полное затухание сигнала происходит на  $1,5-2$  длинах волн, то, меняя монохроматическую частоту, можно получать средние, круговые параметры пласта на разных расстояниях от забоя возмущающих скважин.

2.3.9. Заложенное в подразделе 2.2 теоретическое обеспечение АСК-ВП, как главное орудие интенсивной технологии с динамическим режимом, предполагает, что ФПП, входящие во все уравнения моделей фильтрации, являются константами среды. Однако, реальный пласт значительно сложнее по своим свойствам, чем развитые модели. В первую очередь это относится к сильной зависимости ФПП от величины  $R_{пл}$  и постоянной составляющей дебита (расхода). Такая теория пока только развивается. Для того, чтобы, несмотря на неполноту моделей, получать надежную информацию о состоянии пласта и управлять его выработкой, необходимо четко определить диапазон воздействия на пласт, при которых его ФПП остаются практически постоянными и имеют оптимальные значения, обеспечивающие наивысшую нефтеотдачу. Поэтому в методическое обеспечение АСК-ВП для её привязки к месторождению или конкретному объекту с целью правильной интерпретации получаемых исходных данных входит предварительное исследование целого ряда зависимостей для распределения ФВД по пласту и определения границ применимости развитых моделей фильтрации:

1. От величины депрессии или репрессии на пласт, в том числе и от амплитуды задающих колебаний по  $P$  или  $q$ .

2. *От вида задающих колебаний:*

а) ПН — НП,

б) ПИ — ИП,

в) ИН — НИ, т. е. от направления движения жидкости из скважины в пласт, или наоборот — из пласта в скважину. Эти процессы по многим параметрам в корне отличны друг от друга. Механизм этих явлений найден, идут поиски включения его в теоретические модели.

3. *От частоты или периода ФВД используемых для получения информации о состоянии пласта. Реальные пласты обладают сильно выраженной дисперсией, т. е. различные частоты идут с разными фазовыми скоростями и обладают разными коэффициентами затухания. Как правило, чем выше частота или меньше период возбуждающих колебаний, тем сильнее они поглощаются средой.*

4. *От постоянной составляющей поля давления, т. е. от величины пластового или внутрискважинного давления. Это самая сильная зависимость. ФПП могут меняться в зависимости от  $P_{пл}$  на десятки и даже сотни процентов и для каждого объекта необходимо определить оптимальную величину, при которой эффективно работающая толщина пласта достигает своего максимального значения.*

5. *От постоянной составляющей по дебиту.*

6. *От начального градиента сдвига. Требования при эксплуатации пунктов 1 и 6 обычно прямо противоположные и для каждого объекта надо искать компромисс.*

7. *От геометрии пласта и его литологической неоднородности по проницаемости и толщине пласта.*

8. *От теплового режима пласта. От изотермичности или неизотермичности фильтрации зависит надежность теоретического обеспечения. Теория термозаводнения создана в КГУ в период с 1960 по 1975 г.г. [9] - [14].*

## **2. 4. Приборно-техническое обеспечение АСК-ВП**

2. 4.1. Автоматизированная система контроля за выработкой пласта предназначена для контроля, сбора, переработки информационных потоков и выдачи технологической информации о состоянии вырабатываемого объекта.

На основании периодически получаемых данных группой управления принимаются решения об изменении динамического режима выработки ячейки, участка или залежи с целью сохранения оптимальных условий эксплуатации объекта.

После накопления определенного опыта эксплуатации АСК-ВП и её доработки, которая запланирована на XII пятилетку, на систему, включая второй

уровень (ЭВМ ЕС 1045), будет возложено решение оптимизационных задач по управлению выработкой пласта, а при определенных условиях она может быть переведена в автоматический режим контроля и управления (АСКУ-ВП).

2.4.2. Приборно-техническое обеспечение АСК-ВП состоит из трех основных частей: компьютеризированного терминала, комплекса контрольно-измерительных приборов (КИП) и большой ЭВМ. Блок-схема АСК- ВП дана на рис. 2.1. Терминал состоит из микроЭВМ 1800 с внешними носителями информации (АЦПУ, дисплей и ГМД) и устройства связи с объектом (УСО), включающее в себя блоки питания, коммутатор на 30 абонентов, частотомер и самописцы.

Терминал предназначен для управления заданным режимом контроля работы КИП, линий связи, опроса КИП, первичной обработки информации в реальном масштабе времени, регистрации на АЦПУ и ГМД, отображения на дисплее, а также для последующей обработки полученных данных в соответствии со специальным математическим обеспечением, после выполнения эксперимента на одной выбранной частоте.

3.2.4.3. В качестве контрольно-измерительных приборов для непрерывного измерения значений дебитов (расходов) и давления на возмущающих и реагирующих скважинах в Казанском университете разработаны или усовершенствованы и используются в промысловых исследованиях на месторождениях, а в СПКВ "НХПА" Минприбора СССР созданы или усовершенствованы специально для опытного компьютеризированного образца АСК-ВП, три типа первичных датчиков: дистанционный устьевой манометр, глубинный манометр-уровнемер и устьевой дебитомер-расходомер.

2. 4.3.1. Для измерения давления на устье скважин в КГУ разработан устьевой дистанционный манометр [4] на основе трубки Бурдона от образцового манометра типа МО класса 0,16 и 0, 4. Электронная схема и датчик давления термостатированы, используется частотный способ передачи сигнала. Выходная характеристика прибора нелинейная.

Устьевой манометр СПКБ "НХПА" создан на основе преобразователя давления вибрационного ПДВ-50 "А" класса 0,5. Характеристики прибора улучшены за счет

| Технические показатели          | КГУ            | СПКБ "НХПА"          |
|---------------------------------|----------------|----------------------|
|                                 | Трубка Бурдона | Струйный таво "НХПА" |
| Преобразователь давления        | б.16           | б.30                 |
| Наличие датчика давления, МПа   | б.16           | б.30                 |
| Основная погрешность, %         | ±0,1; ±0,2     | ±0,4                 |
| Диапазон рабочих частот, Гц     | 50-250         | б.2                  |
| Диапазон рабочих температур, °С | 0-40           | От -40 до +40        |
| Питание:                        |                |                      |
| Постоянное напряжение, В        | б.0            | б.30                 |
| Напряжение, В                   | б.0            | б.30                 |

2. 4.3.3. Для измерения дебита (расхода) на устье возмущающих скважин

Таблица 4

Технические данные манометров-уровнемеров

| Технические параметры       | КГУ              | СПКБ "НХПА"                  |
|-----------------------------|------------------|------------------------------|
| Преобразователь давления    | Силфонный датчик | Газовый преобразователь ДЗ-5 |
| Наименьшее давление, МПа    | 1,5              | 25                           |
| Основная погрешность, %     | ±0,1             | ±0,1                         |
| Диапазон рабочих частот, гц | 50-250           | 0-10                         |
| Диапазон температур, °С     | 0-40             | От -40 до +40                |
| Питание:                    |                  |                              |
| Потребляемый ток, мА        | 25               | 25                           |
| Напряжение, В               | 36               | 36                           |

Таблица 5

Технические параметры устьевых дебитометров  
(расходомеров)

| Технические параметры                         | Разработчик | КГУ       | СПКБ "НХПА" |
|-----------------------------------------------|-------------|-----------|-------------|
| Преобразователь расхода                       |             | Порбиметр | Вентури     |
| Диапазон измерений, м³/с                      |             | 10        | 50          |
| Основная погрешность при однофазном потоке, % |             | ±0,5      | 2,0         |
| Рабочее давление, МПа                         |             | 30        | 30          |
| Диапазон рабочих частот, гц                   |             | 0-1500    | 1-100       |
| Питание:                                      |             |           |             |
| Потребляемый ток, мА                          |             | -         | 100         |
| Устьевое давление, В                          |             | -         | 220         |

2. 4.4. В случае сильно неоднородных пластов по толщине, проницаемости или водонасыщенности, когда необходима интерпретация результатов исследований по более сложным моделям, а возможностей микроЭВМ для этого недостаточно, исходные данные, получаемые в результате гармонического анализа периодических кривых, передаются на большую ЭВМ.

Задачи оптимизации управления выработкой ячейки, участка и залежи будут также решаться на втором уровне. Исходные данные регистрируются на магнитном носителе, по окончании экспериментов передаются по каналу связи в АСУ месторождения.

## 2.5. Математическое обеспечение АСК-ВП

Сбор информации с КИП, отображение на дисплее, обработка, расчет технологических параметров и регистрация на внешних носителях осуществляется в АСК- ВП с помощью пакета прикладных программ, алгоритмы к которым разработаны в КГУ и переданы СПКБ "НХПА" Минприбора СССР. Первые три

в КГУ применяется усовершенствованный вариант турбинного расходомера “Турбоквант” производства ВНР. В СПКБ “НХПА” разработан и проходит испытание вихревой расходомер с призматическим элементом. Основные характеристики дебитометров-расходомеров приведены в табл. 5.

Таблица 3  
Технические данные устьевых дистанционных манометров

дении исследований на одной выбранной частоте; осуществляется опрос датчиков, корректировка массива данных и перевод кодированной величины в именнованную. По завершению одного или нескольких экспериментов с помощью программ “Выделение непериодической составляющей сигнала” и “Фурье-анализ периодической составляющей” осуществляется получение исходных данных— значений постоянных составляющих, амплитуд и фаз периодических кривых дебитов (расходов) и давлений, необходимых для интерпретации по той или иной модели пласта.

Последующие девять программ служат: для расчета ФПП по информации на возмущающей скважине и по данным межскважинного гидропрослушивания; для определения положения фронта нагнетаемой воды, начального градиента давления, эффективно работающей толщины, водонасыщенности в межскважинном интервале; отображения данных и результатов расчета на дисплее, АЦПУ и ГМД и управления решением выбранного комплекса задач.

Ниже приводится краткое описание функций каждого алгоритма.

2.5.1. Опрос датчиков. Опрос датчиков производится в циклическом режиме. За один цикл последовательно опрашиваются все датчики. Цикл опроса начинается по сигналу таймера. Контроль поступающей информации ведется по соответствию данным технологическим границам. С помощью статистического прогноза проводится выявление грубых погрешностей. При наличии сбоя

предусмотрен повторный опрос датчиков. Регистрация сбоев производится только, если результат повторного опроса признается неудовлетворительным. По сигналам таймера формируется массив реального времени и соответственно предусмотрен контроль пропусков циклов измерений.

2.5.2. *Корректировка массива данных.* В алгоритме предусмотрена классификация сбоев на значимые и незначимые; в случае значимости сбоя выявленный элемент массива начальных данных заменяется на значение, получаемое с помощью интерполяционных и сглаживаемых выражений.

Если число пропущенных или “сбойных” значений представляет сплошную область более двух элементов, то её заполнение осуществляется с помощью сглаживающего полинома четвертой степени, определяемого методом наименьших квадратов.

2.5.3. *Перевод кодированной величины в именованную.* Начальные данные, закодированные в частоту, переводятся в физические величины дебита (расхода) и давления с помощью полинома четвертой степени, коэффициенты которого определяются по данным калибровки КИП методом наименьших квадратов.

2.5.4. *Выделение непериодической составляющей сигнала.* Определение ФПП методом ФВД основано на распространении фильтрационных волн давления по пласту. Расчет значений ФПП связан с нахождением амплитуд и фаз периодических кривых дебита (расхода) и давлений на возмущающей и реагирующей скважинах, которые имеют как периодическую, так и непериодическую составляющие. Для получения достоверных результатов необходимо исключить из рассмотрения непериодическую составляющую. Разработано два варианта алгоритма. В одном используется метод средних, в другом — метод наименьших квадратов. При аппроксимации непериодической составляющей полиномов для  $Dt \sim 12 T$  она представляется гладкой функцией, а для  $Dt > 2T$  — кусочногладкой, причем размеры кусков определяются произвольно. Среднеквадратичная погрешность выделения периодической составляющей вычисляется по фактическим данным.

2.5.5. *Фурье — анализ периодической составляющей сигнала.* Алгоритм предназначен для расчета средних значений амплитуды и фазы необходимого числа гармоник по выделенной периодической составляющей кривых дебита (расхода) и давлений методом гармонического анализа на выбранном интервале времени. Определение абсолютной и относительной погрешностей амплитуды и сдвига фаз осуществляется по дисперсии непериодически-периодической части сигнала.

2.5.6. *Расчет ФПП по информации на возмущающей скважине.* Входными величинами алгоритма являются исходные данные — амплитуды соответствующих гармоник дебита (расхода) и давления, а также сдвиги фаз между ними, полученные на возмущающей скважине с помощью алгоритма 2.5.5. Для

расчета значений комплекса  $\frac{C}{r_c^2}$  и гидропроводности  $e$  дренируемой зоны на выбранной частоте используются выражения, полученные для модели классического упругого режима фильтрации, при  $C_m > 0,01$  точные соотношения, а при  $C_m < 0,01$  — приближенные. Погрешность расчета значений ФПП не превышает 1 %. По графикам зависимости ФПП от периода колебаний определяется наличие релаксационных свойств у пласта и граница их влияния в частотной области.

2.5.7. Расчет ФПП по данным межскважинного гидропрослушивания. Входными величинами являются исходные данные — амплитуды и фазы соответствующих гармоник дебита (расхода) и давлений, полученные в алгоритме 2.5.5. Для расчета эффективных значений коэффициентов в пьезопроводности межскважинного интервала пласта и приведенного радиуса возмущающей скважины также используются выражения, полученные для модели классического упругого режима фильтрации. При  $C_m \gg 5$  используются точные соотношения при  $C_m > 5$  — приближенные. Погрешность расчета ФПП не превышает 1 %. Наличие релаксационных свойств у пласта и область их влияния может быть определена по графикам зависимости ФПП от частоты (периода) колебаний.

2.5.8. Расчет положения ФНВ в межскважинном интервале пласта. Применяется при поршневом вытеснении нефти водой. входными данными являются значения сдвигов фаз  $d_{*n}$ , полученные для межскважинного интервала пласта в обоих направлениях с помощью алгоритма 2.5.5. и известные (рассчитанные) величины коэффициентов пьезопроводности пласта по нефти и воде, которые должны определяться при снятии начального гидродинамического массива данных. Расчет положения ФНВ производится с помощью соотношений, полученных в работе [7].

2.5.9. Расчет начального градиента движения. Входными данными являются средние значения постоянных составляющих дебита (расхода) и давлений на возмущающей и реагирующей скважинах (алгоритм 2.5.5) и величина гидропроводности (алгоритм 2.5.7). Для расчета начального градиента давления используется выражение (2.5.8).

2.5.10. Расчет эффективно работающей толщины пласта. Входными величинами являются коэффициенты пьезопроводности по воде и нефти, отношения вязкостей воды и нефти, а также значения эффективной пьезопроводности (алгоритм 2.5.7) и толщины пласта.

Для расчета эффективно вырабатываемой толщины пласта  $h$  при поршневом вытеснении нефти водой по части пласта и обводнении реагирующих скважин используется следующее выражение:

$$h_e = \frac{\frac{m_b}{m_n} h \left( \frac{c_a}{c_n} - 1 \right)}{\left( 1 + \frac{m_b}{m_n} \cdot \frac{c_a}{c_n} - \frac{m_b}{m_n} - \frac{c_a}{c_n} \right)}$$

(2.27)

где  $c_a$  — эффективная пьезопроводность пласта,  $h$  — толщина пласта,  $\frac{m_b}{m_n}$  — отношения вязкостей.

## 2. 5. 11. Оценки водонасыщенности пласта в зоне дренирования.

Входными данными являются результаты расчета ФПП на возмущающей скважине (алгоритм 2.5.6) и коэффициенты полиномов четвертой степени, аппроксимирующие зависимости значений, относительных пьезопроводности и гидропроводности от величины водонасыщенности, полученные по данным геофизических и лабораторных исследований для изучаемого пласта.

Для расчетов применяются выражения, полученные для распространения ФВД в модели двухфазной напорной фильтрации.

2.5.12. Оценка водонасыщенности пласта в межскважинном интервале. Входными данными являются эффективные значения пьезопроводности или гидропроводности пласта, полученные в алгоритме 2.5.7 и коэффициенты соответствующих полиномов четвертой степени, аппроксимирующих зависимости значений, относительных пьезопроводности и гидропроводности от величины водонасыщенности пласта.

Для расчетов также используются соотношения, полученные для распространения ФВД в модели двухфазной напорной фильтрации.

2.5.13. Отображение данных и результатов расчетов на дисплее АЦПУ и ГМ. Режимы работы АСК-ВП.

Для работы АСК-ВП используются четыре устройства отображения информации и хранения данных: самописцы, дисплей, алфавитно-цифровое печатающее устройство и гибкие магнитные диски. Функции устройств определяются конфигурацией системы и используются по-разному в зависимости от её режима работы. В АСК-ВП предусмотрено пять основных режимов работы: инициализация системы, рабочий, завершающий, аварийный и вспомогательный (отладочный). В режиме инициализации система приводится в исходное состояние, необходимое для активной работы. При этом загружается ядро операционной системы или вся ОС, если позволяет оперативная память, пакет специального математического обеспечения. С помощью команд оператора определяется

конкретная конфигурация АСК-ВП, вводятся необходимые начальные данные и проводится полный анализ готовности всей системы.

В рабочем режиме АСК-ВП используется по всему основному назначению для контроля, сбора, обработки информации и выдачи технологической информации и необходимых данных на дисплее, АЦПУ и ГМД.

В завершающем режиме, который осуществляется по окончании рабочего или аварийного, прекращается работа с КИП, закрываются или уничтожаются созданные массивы данных и файлы. При необходимости производится документация результатов работы.

Результатом работы в аварийном режиме является восстановление рабочего режима, а при невозможности его осуществления переход на завершающий этап.

Вспомогательный режим осуществляется независимо от остальных и предназначен для изменения программного обеспечения, корректировки данных, хранимых в оперативной памяти и на ГМД, вывод на устройства, необходимых для отладки системы сигналов.

Режимы работы АСК-ВП устанавливаются либо автоматически, либо по требованию оператора с пульта.

2. 5.14. Управляющая программа решения комплекса задач. Программа определяет порядок выполнения и взаимодействия модулей основной программы, организует массивы данных и доступ к ним.

### 3. КАДРЫ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА

Вузовская наука при соответствующем финансировании и организации может решать наряду с АН СССР и отраслевой наукой любые задачи, стоящие перед народным хозяйством страны. Однако, в отличие от отраслевой и академической науки, решая задачу, она одновременно может готовить и кадры, способные внедрять новое направление в широкую хозяйственную практику.

В конце семидесятых годов, благодаря усилиям комплексной группы ученых Казанского университета, работавшей в тесном содружестве с руководством и производителями объединения “Татнефть”, стали вырисовываться контуры новой технологии для III этапа развития нефтяной промышленности. В связи с этим, 28. 12. 1976 г. состоялось решение бюро Татарского ОК КПСС, поддержанное МНП и ГКНТ СССР, об организации при Казанском университете специального факультета по переподготовке кадров инженерно-технических работников с высшим образованием Миннефтепрома СССР для нового направления «Управление нефтеотдачей пластов», приказ по МинВУЗУ СССР № 614 от 22.06.78 г. Форма обучения - дневная, с отрывом от производства, набор 25

человек в год. Срок переподготовки — 6 месяцев. Производственная практика — в виде месячной работы оператором на АСК-ВП, смонтированных на ячеях Ромашкинского нефтяного месторождения в Татарии с разным типом коллекторов. Аттестация- экзамены по курсам лекций и защита дипломной работы на тему “Определение фильтрационных параметров продуктивных коллекторов методом фильтрационных волн давления”. За 6 лет работы спецфака прошли переподготовку и ознакомились с интенсивной технологией около 120 специалистов, практически со всех нефтедобывающих регионов страны.

В 1981 г. в Казанском университете работала многопрофильная комиссия МНП во главе с заместителем министра В. М. Юдиным в составе 24 человек. Согласно итоговому протоколу, Казанский университет в январе-феврале 1982 г. провел в четыре потока недельные курсы повышения квалификации руководящих работников производственных предприятий и НИИнефть МНП. Охвачены, в основном, главные геологи в количестве 82 человек.

Аналогичные курсы-семинары проведены для работников геофизических трестов МНП в 1983 г. с охватом около 40 человек.

При организации нового научно-производственного объединения «Союзнефтепромхим» МНП СССР весь начальный состав его прошел в КГУ месячные курсы повышения квалификации с выдачей официальной справки.

Первым, кто познакомился с новой технологией, был руководящий состав всех НГДУ и УПН и КРС ПО “Татнефть”. По распоряжению генерального директора ПО “Татнефть” Р. Т. Булгакова они прошли в четыре потока недельные курсы повышения квалификации в январе-феврале 1980 г. На проходящих ежегодно отчетах КГУ на НТС НС “Татнефть” руководящий состав знакомится с последующими разработками ученых в этом направлении.

За пять лет, прошедших с проведения недельных курсов повышения квалификации руководящего состава МНП, было получено много нового. Вместо 5 начальных принципов интенсивной технологии стало 12, создана релаксационная теория фильтрации с конечной скоростью распространения возмущений в пласте, усовершенствованы теоретические, методические, приборно-технические и математическое обеспечения АСК-ВП. Получили развитие и внедряются в производство спектральная шумометрия скважин и пластов, а также технология межскважинного прозвучивания.

Для ознакомления широкого круга общественности с этими результатами в августе 1986 года проф. Непримеров Н.Н. и проф. Молокович Ю.М. объехали 7 производственных объединений страны и соответствующих НИПИ «Удмуртнефть», «Пермнефть», «Главтюменьнефтегаз», «Туркменнефть», «Азнефть», «Каспморнефть», «Саратовнефтегаз» и сделали там доклады по новой технологии. На каждом таком совещании присутствовало от 40 до 80 человек руководящего состава НГДУ, объединений и НИПИ.

*В 1986 г. эта работа будет продолжена в других объединениях. В целом можно сказать, что несмотря на отсутствие опубликованного варианта интенсивной технологии, с её содержанием ознакомлено более 600 человек из числа тех, кто проектирует и ведет практику разработки нефтяных месторождений.*

*Проделанная работа не снимает острой необходимости подготовки и переподготовки кадров для интенсивной технологии, которая строится, будет развиваться на базе более глубокого понимания процессов, происходящих в продуктивном коллекторе при вытеснении нефти рабочим агентом.*

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

*На основании комплексных всесторонних фундаментальных исследований процесса фильтрации через реальные пористые среды в промышленных условиях действующего производства создана интенсивная технология, применимая на всех стадиях разработки нефтяных месторождений вплоть до полностью выработанных, заводненных коллекторов.*

*Эта технология коренным образом отличается от того, что предлагает на сегодняшний день отраслевая наука и реализуется в отечественной и зарубежной практике. Она основана на углубленном знании геологического, гидродинамического, теплового и физико-химического аспектов в нефтеизвлечении из недр. Использование её позволяет, во-первых, прирастить извлекаемые запасы нефти за счет повторной разработки уже выработанных месторождений и, во-вторых, поднять коэффициент нефтеотдачи на действующих месторождениях до 0,6 - 0,7.*

*Реализация её не требует больших капитальных затрат на переоборудование месторождений. Весь эффект обусловлен, в основном, повышением информативности об эксплуатируемом объекте, определения оптимальных условий выработки конкретной ячейки, участка, залежи и осуществления непосредственного систематического контроля и управления технологическим процессом. К сожалению остаются и нерешенные проблемы. Так в реальных промышленных условиях установлен ряд зависимостей фильтрационных параметров пласта от внешних условий его выработки, физический механизм которых определен, но они не имеют пока теоретического обоснования в развитой теории фильтрации. К ним можно отнести:*

- 1) Зависимость ФПП от пластового давления:  $\Phi_{ПП} = f(P_{пл})$ .*
- 2) Зависимость ФПП от приложенного градиента давления  $\Phi_{ПП} = f(\Delta P)$*
- 3) Сверхкритическая фильтрация, когда  $W > V_0$ .*
- 4) Разная скорость распространения фронта возмущения при пуске сква-*

жины на излив или на нагнетание:  $W > V_{\sigma}$

Все эти зависимости имеют общенаучный характер и касаются не только теории фильтрации. Решать их надо на уровне фундаментальных наук физики, химии и механики с применением и развитием самых современных и мощных математических методов.

Для дальнейшего научно-технического прогресса в народном хозяйстве вообще и нефтедобывающей отрасли в частности необходимо выполнение целого ряда условий или положений:

1. Каждая проблема должна решаться на уровне фундаментальных наук, а выводы и рекомендации из полученных решений должны формулироваться на языке, доступном производственникам.

2. В современных условиях НТР кардинальное решение проблемы возможно только в результате комплексной слаженной работы большого коллектива ученых совместно с производственниками.

3. Для успешной работы нужно творческое содружество теоретиков и экспериментаторов при наличии четко поставленной цели.

4. Для достижения цели в кратчайшие сроки коллектив должен обладать определенной свободой маневра в финансах, кадрах, площадях, сырье и оборудовании.

5. Наука в эпоху НТР стала непосредственной производственной силой, способной выдавать народному хозяйству научно-обоснованные и экономические рентабельные автоматические и автоматизированные технологии производства и заменять тем самым ручной труд рабочих.

## Список литературы

1. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжих В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкостей и газа.- М.:Недра,1973.- 287с.

2. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов .-М:Недра,1973 .-240 с.

3. Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н. К вопросу в расстановке скважин при внутриконтурной выработке нефтяных пластов .- В кн.: Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Казань, 1962, с.39-46.

4. Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н., Пикуза В.И., Штанин А.В. Релаксационная фильтрация.- Казань : Изд-во Казанского университета, 1980.-136 с.

5. Молокович Ю.М., Осипов П.П.,Шарафутдинов В.Ф. Об основных уравнениях релаксационной фильтрации,- В кн.: Исследования по подземной гидромеханике.Казань, вып.6.с.79-88.

6. Молокович Ю.М., Осипов П.П., Шарафутдинов В.Ф. О скачках при фильтрации, описываемой линейными релаксационными моделями.-В кн.: Исследования по подземной гидромеханике . Казань, 1988,вып.6, с.88-96.

7. Молокович Ю.М. Шкуро А.С., Использование волн давления всех определений границы раздела двух сред, имеющих различные коэффициенты пьезопроводности.- В кн.: Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии .-Казань,1962,с .131.

8 . Муслимов Р.Х. Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии.- Казань: Татарское книжное изд-во,1985.-172 с. с.

9. Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А.,Марков А.И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения .- Казань: изд-во Казанского университета, 1968,

# МЕТОДИКА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## Введение

Нефтяная промышленность, за более чем вековую историю своего развития, накопила громадный опыт разработки нефтяных месторождений как в режиме истощения пластовой энергии, в первую половину своего существования, так и при поддержании пластового давления путем заводнения, во вторую половину. Дальнейшее совершенствование научных основ рациональной разработки нефтяных месторождений идет теперь двумя путями: чисто научным, когда экспериментально и теоретически ищутся все более сложные закономерности процесса фильтрации многокомпонентной жидкости в пористых средах и чисто практическим, используя анализ и обобщение накопленных при эксплуатации промысловых данных.

Комплексной группой ученых Казанского университета, с затратой более 750 человеко-лет труда, произведены глубокие фундаментальные многосторонние исследования процесса фильтрации в реальных пластах, и на их основе создана новая технология “Рациональной разработки нефтяных месторождений с оптимизацией гидродинамического, теплофизического и физико-химического режимов выработки продуктивных коллекторов”. Обобщенный принцип этой технологии гласит: чем ближе параметры разработки залежи к начальным условиям ее залегания, тем выше коэффициент выработки ее пластов и ниже капитальные и эксплуатационные затраты.

Многие закономерности для оптимальной разработки месторождения могут быть получены и из практики разработки с помощью методики дифференциального геолого-промыслового анализа состояния выработки пластов, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

Предлагаемая для производственной практики методика такого анализа опирается на три источника начальной информации:

- 1) Геофизические параметры пласта, полученные при каротаже необсаженных скважин, непосредственно после бурения.
- 2) Промысловые данные учета закачки рабочего агента, вытесняющего нефть из пор коллектора, и величины добываемой продукции.
- 3) Результаты гидродинамических измерений пластовых и забойных давлений как в нагнетательных, так и в эксплуатационных скважинах.

Из этих данных путем статистической обработки определяются:

1. Геометрия залежи, емкостные характеристики продуктивных пластов

*и геологические запасы нефти данного месторождения, залежи или опытного участка.*

*2. Оптимальные условия работы нагнетательных и эксплуатационных скважин.*

*3. Безводные, текущие и максимально достижимые коэффициенты выработки пластов как для отдельных межскважинных интервалов вдоль линий тока жидкостей в пласте, так и для залежи или участка в целом.*

*4. Карты остаточной нефтенасыщенности, водонефтяного фактора и кривые вытеснения.*

*5. Итоговый комплекс входных данных для составления технологической схемы довыработки месторождения.*

*6. Выводы и рекомендации для дальнейшей эксплуатации.*

*Методика дифанализа излагается для однопластовой залежи. Если месторождение многопластовое и эксплуатируется единым фильтром как в нагнетательных, так и в эксплуатационных скважинах, то имеющихся геофизических и промысловых данных недостаточно для разделения объектов разработки. Необходимо проводить дополнительные измерения для расчленения залежи и промысловых данных на отдельные однопластовые объекты с последующим переносом на них излагаемой методики. Такой комплекс измерений и соответствующая методика находятся сейчас в стадии разработки и опытной проверки.*

*История разработки анализируется либо для месторождения в целом, либо для его отдельных частей в виде блока или участка. Необходимым требованием для расчленения месторождения на составные части является слабая гидродинамическая связь между ними, что обеспечивается выклиниванием пластов, переходом их в слабопроницаемые алевролиты, разрезанием нагнетательными рядами или границами залежи и т. п.*

*Как правило, выяснению оптимальных условий эксплуатации способствует тот факт, что в процессе разработки не придерживались каких-либо определённых принципов или условий эксплуатации. Благодаря этому параметры разработки менялись год от года и проходили широкий спектр значений, в который попадали и те, что по научно-обоснованным принципам разработки относятся к оптимальным.*

# *1. ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ*

## *1. 1. Геометрия залежи: площадь*

*Участок Центрально-Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения выбранный для иллюстрации предлагаемой методики дифференциального геолого-промыслового анализа был введен в разработку в 1959-1961 гг.. До этого он в течение 8 лет с 1951 г. эксплуатировался разведочной скважиной 541.*

*По данным эксплуатационного бурения участок представляет собой залежь пласта «б» горизонта Д1 шириной в 2,5 км и длиной около 5 км с простиранием с северо-запада на юго-восток. С боков он ограничен выклиниванием основного пласта в малопроницаемые расчлененные алевролиты, а с севера и юга рядами нагнетательных скважин.*

*Всего по проекту на нем было пробурено 35 скважин, из них 11 нагнетательных и 24 эксплуатационных. Расстояние между нагнетательными скважинами в рядах 500 м, а между эксплуатационными — 550 м. Первые эксплуатационные ряды с юга и с севера отстоят от нагнетательных на 1000 м, а между собой — на 700 м. Схема участка дана на рис 1.1.*

*Анализ назван дифференциальным, так как он опирается на индивидуальные параметры каждой скважины в отдельности, без усреднений. Это означает, что сведения о пласте, полученные в точке, где пробурена скважина, распространяются на всю геометрическую площадь дренирования, приходящуюся на данную скважину. В данном случае на прямоугольник с размерами 550×700 для эксплуатационных скважин и 500×1300 для нагнетательных. У последних при подсчете запасов и анализе учитывается только половина площади прямоугольника, приходящаяся на одну сторону от нагнетательного ряда, обращенная к участку.*

*Реальные размеры несколько отличаются от проектных. Границы прямоугольников на рис.1.2 даны по фактическим данным.*

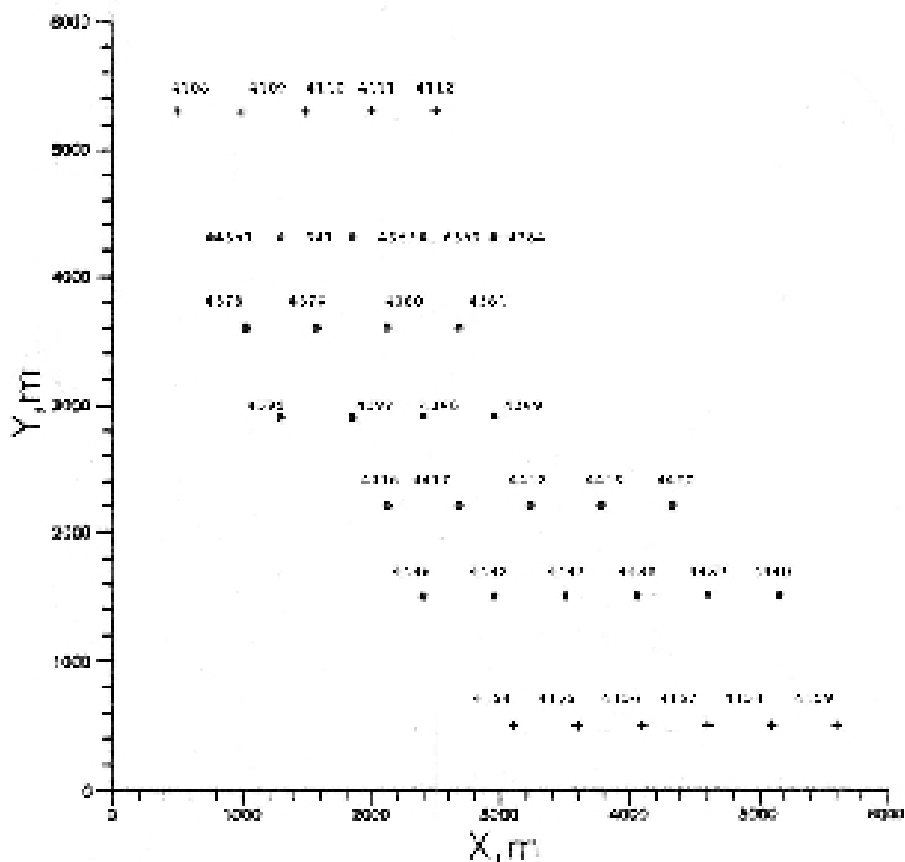


Рис. 1. 1. Схема проектного размещения скважин на опытном участке Центрально-Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти.

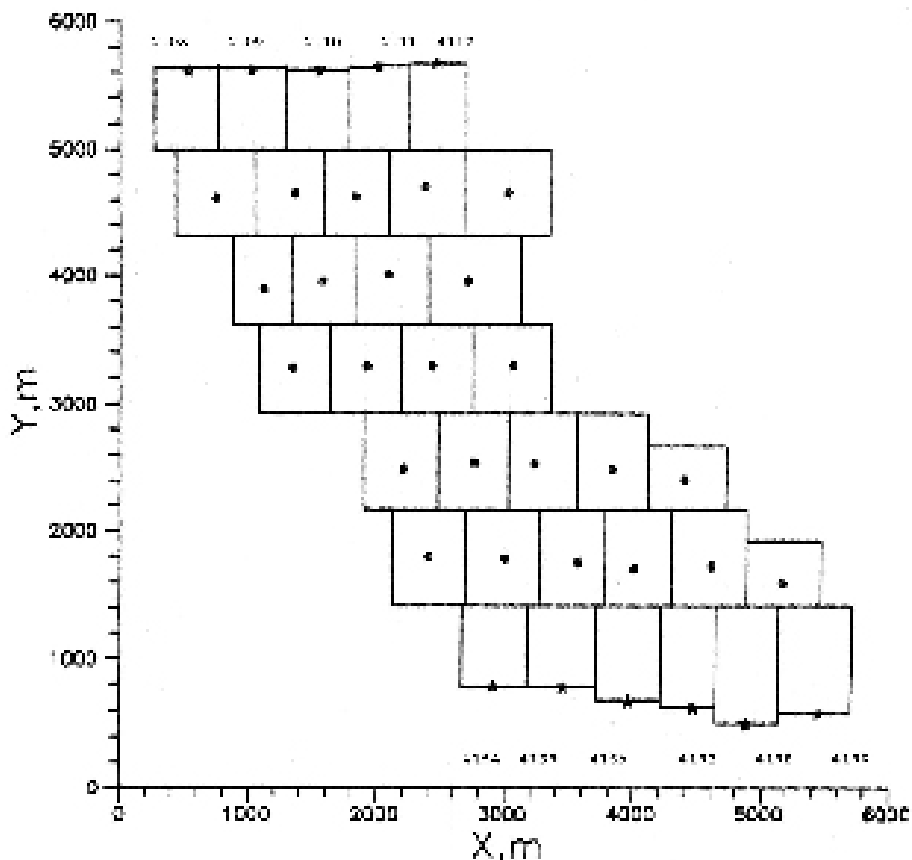


Рис. 1. 2. Карта разбивки площади участка для подсчета запасов с учетом реального, а не проектного расположения скважин.

## 1.2. Геометрия участка: толщина пласта

Вторым геометрическим параметром для подсчета запасов кроме площади, является толщина пласта. По геофизическим данным, которые сведены в таблицу 1.1, можно построить поперечные и продольные профили (таблицы и соответствующие им профили показаны на рис. 1.3 - 1.4). Из них видно, что выше ВНК = 1490 м лежат 2 пласта горизонта Д1: «а», «б1-3». Пласт «в» повсеместно разобран с пластом «б» и лишь в нескольких скважинах слабо нефтенасыщен. По проекту он в эксплуатацию не вводился и следовательно не был перфорирован.

составляет скважина 4435 во второй половине срока своей эксплуатации. Пласт «б» является основным объектом эксплуатации и присутствует во всех скважинах. Пласт «а» маломощный и залегает двумя полосами широтного простирания (Рис.1.5). Скважины, где пласт «а» перфорирован, указаны на карте рис.1.5 темными точками.

### 1.3. Емкостные параметры коллектора

Пористость и нефтенасыщенность пласта-коллектора, которые кроме геометрии и толщины пласта, входят в формулу для определения геологических запасов объемным методом, находятся пересчетом из измеряемых значений собственного электрического потенциала пород пласта и его омического сопротивления. На первом этапе в геологическом анализе эти данные используются без учета того, при каких пластовых условиях они получены в необсаженных скважинах, сразу после разбуривания продуктивного горизонта. В пятой главе дифанализа эти запасы будут пересчитаны с учетом как данных самого анализа, так и дополнительного бурения на участке.

### 1.4. Подсчет начальных геологических запасов нефти

В основу подсчета запасов положено утверждение о том, что до начала разработки единственными известными параметрами пласта-коллектора являются данные по расположению скважин на нефтеносной площади и его характеристики полученные при боковом каротажном зондировании. В связи с этим параметры пласта в точке, где пробурена та или иная скважина, автоматически распространяются на всю площадь залежи и относятся к данной скважине без каких-либо экстраполяций характеристик. По этому принципу площадь участка, подлежащего анализу, разбивается на ряд прямоугольников, в центре которых расположены скважины. С учетом реальных, а не проектных координат расположения скважин на участке, сетка расчетных прямоугольников дана на рис. 1. 2. Они без зазоров покрывают всю площадь. В каждом из этих прямоугольников шириной  $X$  и высотой  $Y$  толщина пласта  $h$ , его пористость  $m$  и нефтенасыщенность  $s$  считаются постоянными. Подсчет запасов для каждого  $i$ -го прямоугольника производится по формуле:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q(i) \quad (1.)$$

Таблица 1.1

| Год   | Средняя | 2002 | 2003 | Средняя | Средняя | Средняя   |
|-------|---------|------|------|---------|---------|-----------|
| 1     | 2       | 3    | 4    | 5       | 6       | 7         |
| 41.0  |         | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.1  | 41.1    | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.2  |         | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.3  |         | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.4  | 41.4    | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.5  | 41.5    | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.6  | 41.6    | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.7  | 41.7    | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.8  | 41.8    | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.9  | 41.9    | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.10 | 41.10   | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.11 | 41.11   | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.12 | 41.12   | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.13 | 41.13   | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
| 41.14 | 41.14   | 30   | 34   | 2003    | 2003    | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |
|       |         |      |      |         |         | 2003-2003 |

Таблица 1.1(продолжение)

| № скв | Дата залога | А/г/г  | У/г/г | Начало, м/з | Плост  | Интервал      |
|-------|-------------|--------|-------|-------------|--------|---------------|
| 1     | 2           | 3      | 4     | 5           | 6      | 7             |
|       |             |        |       |             | А+Б1+2 | 1471,3-1479,3 |
| 23423 | 1992        | 238,19 | 61,4  | 1764,2      | БН     | 1464,6-1465,6 |
|       |             |        |       |             |        | 1467,4-1468,0 |
|       |             |        |       |             |        | 1469,8-1470,4 |
|       |             |        |       |             |        | 1471,0-1472,4 |
|       |             |        |       |             |        | 1472,4-1476,4 |
|       |             |        |       |             |        | 1480,0-1481,2 |
|       |             |        |       |             |        | 1482,4-1483,8 |
|       |             |        |       |             |        | 1486,2-1486,8 |
|       |             |        |       |             |        | 1488,4-1491,4 |
| 4398  |             | 233,7  | 0,2   |             | БН     | -1467,3       |
|       |             |        |       |             | А      | 1471,3-1473,1 |
|       |             |        |       |             | Б1+2   | 1475,2-1480,1 |
| 23431 | 1985        | 230,28 | 53,95 | -           | А+Б+В  | -1441,2       |
|       |             |        |       | 1746,8      | БН     | 1462,6-1463,4 |
|       |             |        |       |             | Д1А    | 1464,8-1467,8 |
|       |             |        |       |             | Д1А    | 1467,8-1470,2 |
|       |             |        |       |             | Д1Б1   | 1470,2-1472,8 |
|       |             |        |       |             | Д1Б3   | 1472,0-1478,6 |
|       |             |        |       |             | Д1Б3   | 1479,4-1480,6 |
| 4418  |             | 225,7  | 0,12  | 1693,4      | БН     | 1467,6-1469,0 |
|       |             |        |       |             |        | 1472,2-1478,6 |
|       |             |        |       |             |        | 1484,8-1486,8 |
| 23436 | 1993        | 216,9  | 36,4  | 1721,7      | БН     | 1467,8-1468,4 |
|       |             |        |       |             |        | 1471,5-1473,7 |
|       |             |        |       |             |        | 1473,7-1479,7 |
| 4438  | 1960        | 209,4  | 0,8   | 1683,6      | БН     | 1473,4-1474,2 |
|       |             |        |       |             |        | 1478,2-1486,6 |
|       |             |        |       |             |        | 1489,2-1492,2 |
| 4137  | 1960        | 200,1  | 0,5   | 1671,8      | БН     | -1471,2       |
|       |             |        |       |             | А+Б1+2 | 1476,8-1481,8 |

Поскольку пласт «а» и пласт «Б1-3» расположены выше ВНК, то поправки на водо-нефтяные зоны отсутствуют.

Все необходимые данные на 1961 г. сведены в таблицу 1. 2.

В нижней строке таблицы 1.2. даны суммарные или средние значения величин, являющихся параметрами расчета запасов по данной залежи или участку. Для перевода из объемных характеристик в весовые используется коэффициент усадки, равный для данных нефтей 1.4.

По полученным данным средняя площадь приходящаяся на одну скважину равна 38,8 га. Геологические запасы на всем участке составляют в целом 12275 тыс. т.

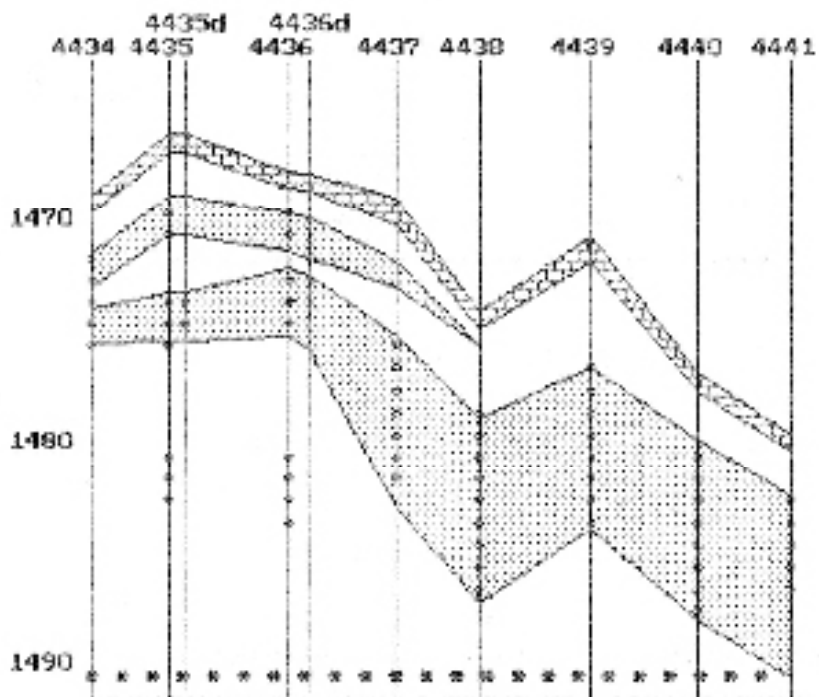


Рис.1.3. Поперечный профиль вдоль первого эксплуатационного ряда южной стороны по скв. 4434-4435-4436-4437-4438-4439-4440-4441.

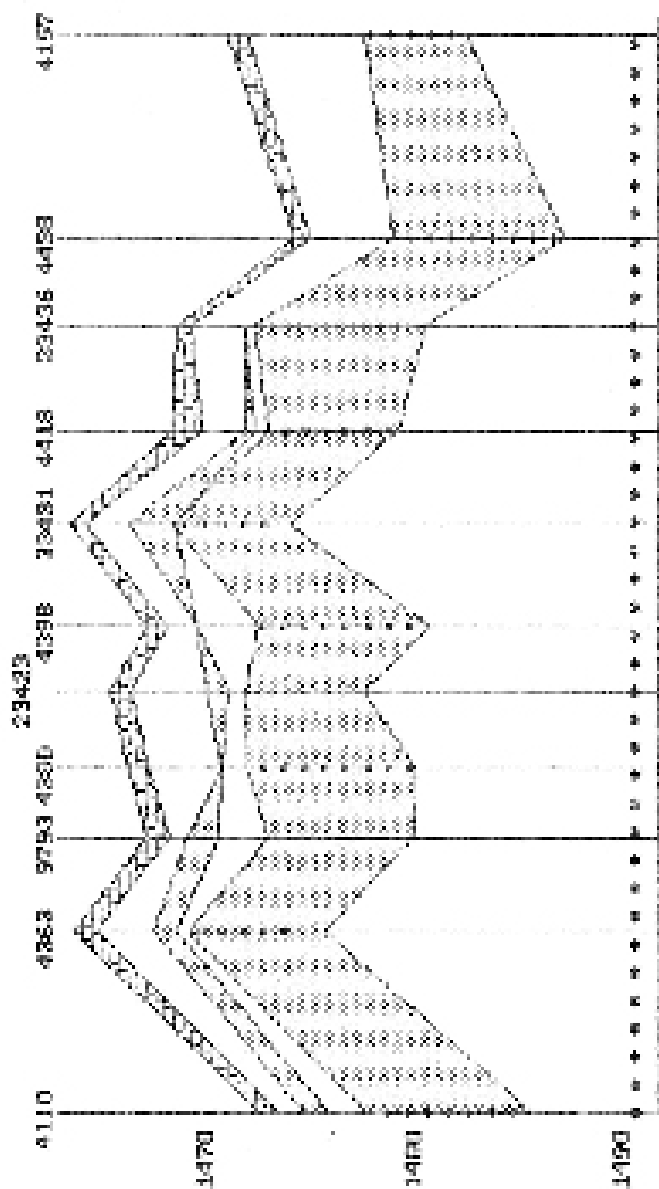


Рис.1.4. Продольный геологический профиль участка по скв. 4110-4362-4380-4398-4418-4437-4157.



Подсчет запасов по геофизическим данным за 1961 г

Таблица 1.2

|         | $M$  | $m$   | $a$  | $X$ | $Y$ | $X/Y$ | $h$  | $P_m$  | $P_s$  |    |
|---------|------|-------|------|-----|-----|-------|------|--------|--------|----|
|         | 1    | 2     | 3    | 4   | 5   | 6     | 7    | 8      | 9      | 10 |
| 1       | 4108 | 0,218 | 0,25 | 500 | 630 | 31,5  | 7,6  | 321,0  | 441,5  |    |
| 2       | 4109 | 0,220 | 0,29 | 520 | 630 | 32,2  | 11,0 | 392,8  | 701,6  |    |
| 3       | 4110 | 0,220 | 0,28 | 500 | 630 | 31,0  | 8,0  | 345,6  | 481,2  |    |
| 4       | 4111 | 0,220 | 0,29 | 460 | 630 | 29,0  | 5,4  | 355,2  | 314,4  |    |
| 5       | 4112 | 0,189 | 0,25 | 480 | 680 | 31,3  | 9,4  | 385,7  | 479,4  |    |
| 6       | 4361 | 0,220 | 0,29 | 650 | 680 | 42,2  | 5,3  | 512,4  | 458,2  |    |
| 7       | 541  | 0,231 | 0,30 | 545 | 680 | 37,1  | 8,0  | 684,0  | 616,4  |    |
| 8       | 4362 | 0,210 | 0,28 | 495 | 680 | 33,7  | 6,2  | 480,7  | 420,6  |    |
| 9       | 4363 | 0,204 | 0,30 | 565 | 680 | 39,2  | 8,4  | 681,7  | 613,5  |    |
| 10      | 4364 | 0,192 | 0,34 | 665 | 680 | 45,2  | 3,2  | 320,0  | 777,1  |    |
| 11      | 4378 | 0,206 | 0,27 | 475 | 700 | 33,3  | 7,2  | 492,2  | 426,6  |    |
| 12      | 4379 | 0,210 | 0,31 | 480 | 700 | 33,6  | 7,2  | 502,0  | 462,3  |    |
| 13      | 4380 | 0,204 | 0,30 | 570 | 700 | 39,0  | 8,0  | 651,2  | 584,1  |    |
| 14      | 4381 | 0,228 | 0,30 | 725 | 700 | 50,2  | 6,4  | 740,5  | 662,2  |    |
| 15      | 4396 | 0,220 | 0,30 | 545 | 700 | 38,2  | 7,6  | 637,0  | 570,0  |    |
| 16      | 4397 | 0,207 | 0,28 | 555 | 700 | 38,2  | 9,0  | 723,8  | 633,3  |    |
| 17      | 4398 | 0,210 | 0,28 | 565 | 700 | 39,5  | 9,0  | 747,5  | 654,1  |    |
| 18      | 4399 | 0,220 | 0,29 | 595 | 700 | 41,7  | 6,2  | 508,1  | 505,6  |    |
| 19      | 4154 | 0,200 | 0,26 | 525 | 670 | 35,2  | 5,6  | 384,0  | 340,4  |    |
| 20      | 4155 | 0,201 | 0,27 | 535 | 670 | 35,2  | 4,2  | 302,6  | 363,3  |    |
| 21      | 4156 | 0,209 | 0,28 | 500 | 740 | 37,0  | 5,2  | 402,1  | 332,3  |    |
| 22      | 4157 | 0,216 | 0,29 | 480 | 780 | 35,0  | 5,0  | 387,5  | 345,7  |    |
| 23      | 4158 | 0,210 | 0,28 | 495 | 910 | 45,0  | 5,2  | 491,0  | 430,4  |    |
| 24      | 4159 | 0,220 | 0,29 | 565 | 830 | 46,0  | 6,0  | 619,0  | 547,2  |    |
| 25      | 4435 | 0,158 | 0,28 | 580 | 750 | 45,5  | 4,0  | 284,0  | 214,4  |    |
| 26      | 4436 | 0,180 | 0,25 | 585 | 785 | 45,0  | 5,6  | 462,0  | 385,6  |    |
| 27      | 4437 | 0,195 | 0,27 | 500 | 785 | 39,3  | 7,2  | 597,0  | 521,2  |    |
| 28      | 4438 | 0,210 | 0,30 | 590 | 785 | 40,2  | 8,4  | 700,1  | 648,1  |    |
| 29      | 4439 | 0,197 | 0,25 | 585 | 785 | 45,0  | 7,4  | 669,5  | 570,4  |    |
| 30      | 4440 | 0,193 | 0,22 | 580 | 920 | 33,6  | 5,6  | 365,6  | 261,1  |    |
| 31      | 4416 | 0,225 | 0,33 | 570 | 750 | 42,2  | 8,2  | 846,5  | 769,7  |    |
| 32      | 4417 | 0,227 | 0,30 | 585 | 750 | 41,6  | 10,2 | 963,8  | 868,4  |    |
| 33      | 4418 | 0,209 | 0,22 | 530 | 750 | 39,2  | 6,4  | 531,7  | 433,0  |    |
| 34      | 4419 | 0,206 | 0,30 | 590 | 750 | 41,3  | 7,6  | 645,8  | 580,6  |    |
| 35      | 4420 | 0,180 | 0,24 | 610 | 610 | 27,2  | 6,0  | 401,0  | 337,6  |    |
| Среднее |      | 0,202 | 0,27 |     |     |       | 32,2 | 7,0    |        |    |
| сумма   |      |       |      |     |     | 1338  |      | 1961,1 | 171,86 |    |

$m$  — пористость пластов в доли единицы

$a$  — коэффициент изотропии пластов в доли единицы

$X$  — радиус пластов, при котором достигается заданная степень пористости в метрах

$Y$  — радиус пластов, при котором достигается заданная степень пористости по периметру в метрах

$h$  — толщина пласта в метрах

$X/Y$  — коэффициент, характеризующий степень пористости

$P_m$  — объем порового пространства пласта в кубических метрах

$P_s$  — объем скелета, состоящего из пород

$$Q(i) = x(i)y(i)h(i)m(i)s(i)$$

(1.1)

*А суммарные запасы участка, где n — число скважин на участке.*

## 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИНАМИКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### 2. 1. Основные положения методики

*Динамика дебитов скважины, накопленной добычи и обводненности продукции лежит в основе общепринятого геолого-промыслового анализа состояния разработки месторождения. Дебит — достаточно многофункциональный параметр. Согласно линейному закону Дарси*

$$q = K(P_{пл} - P_{заб})$$

(2.1)

*он зависит от коэффициента продуктивности пласта и разности между пластовым и забойным давлением, Коэффициент продуктивности в свою очередь зависит от толщины пласта*

$$K = K_y h, \quad (2.2)$$

*где  $K_y$  — удельная продуктивность на единицу толщины.*

*Кроме того, как показали исследования ученых Казанского университета, да и данные настоящего анализа, коэффициент продуктивности не является константой, а сложным образом зависит как от уровня пластового давления, так и от величины депрессии или репрессии на пласт.*

*В предлагаемом варианте стратегия дифанализа состоит в том, чтобы на основании промысловых данных учета добываемой продукции и гидродинамических измерений пластового давления и депрессии определять коэффициент продуктивности, его удельное значение на единицу толщины пласта, а затем, по его динамике в истории разработки, найти его фактические зависимости от пластового давления и величины депрессии. По этим зависимостям определить начальные невозмущенные значения коэффициента продуктивности  $K_{00}$ , которое является объективной характеристикой и позволит по текущему значению  $K = f(P_{пл}, \Delta P)$  определить степень отклонения данного режима от оптимального, определяемого природными характеристиками пласта, и степень компромисса, на который надо идти при необходимости добычи из данной скважины того или*

иного количества нефти.

При реализации этой программы анализа приходится сталкиваться с тем фактом, что промысловые данные по учету закачки воды и добываемой продукции, а также измеряемые значения  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$  имеют определенный разброс значений, зависящий от очень многих причин. Для, хотя бы частичного, устранения случайных выбросов в этих значениях шаг дифференциального анализа принимается за 1 год. При таком подходе дебит, фиксируемый ежемесячно в карточках учета продукции, усредняется и становится среднегодовым значением, также как и  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$  замеры которых проводились ежеквартально.

Результаты анализа сводятся в итоговую таблицу 2.1.1, составляемую для каждой  $i$ -ой скважины отдельно. В качестве примера приведена таблица 2.1.18 для скважины 4399.

## 2. 2. Дебиты скважин

Источником информации для заполнения столбцов таблицы 2.1.1 служат карточки учета продукции, в которых помесечно зафиксированы число дней эксплуатации данной скважины и добытая или расходуемая продукция. Так как шаг анализа выбран в 1 год, то в первом столбце записываются годы с начала эксплуатации данной скважины. Для удобства последующего сопоставления во всех таблицах начало отсчета ведется с 1959 г. (исключение составляет скважина 541). Во второй столбец вносится общее число дней эксплуатации скважины в течение данного года. В третьей — суммарно за год добыча нефти в тоннах. В четвертом дается также величина добычи нефти, но нарастающим итогом по годам. В пятом столбце заносится частное от деления суммарной продукции по числу дней эксплуатации, т. е. среднесуточный дебит нефти в этом году. Аналогично в шестом столбце фиксируется добыча попутной воды для эксплуатационных скважин или объемы закачки для нагнетательных, а в седьмом — те же данные, но нарастающим итогом. В восьмом среднесуточный дебит или расход скважин по воде.

Столбец 9 суммирует данные столбцов 3 и 6, а 10 — столбцов 4 и 7 и дают суммарные величины добытой жидкости за год и среднегодовой суммарный дебит нефти и воды. Наконец, последний 11 столбец этого блока данных дает значение коэффициента обводненности продукции как частное от деления количества добытой воды на суммарное количество добытой жидкости.

## 2. 3 Пластовое давление

| год  | среднее<br>давление<br>по году | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам | среднее<br>давление<br>по годам<br>и по годам |
|------|--------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 1    | 1                              | 1                                             | =                                             | 3                                             | 6                                             | 7                                             | 8                                             | 9                                             | 10                                            | 11                                            |
| 1959 | 115 D                          | 1111T                                         | 111                                           | 681                                           | D                                             | D                                             | D                                             | 1111T                                         | 681                                           | D                                             |
| 1960 | 166 D                          | 1911T                                         | 611                                           | 681                                           | D                                             | D                                             | D                                             | 1911T                                         | 681                                           | D                                             |
| 1961 | 166 D                          | 1111T                                         | 981                                           | 1019                                          | D                                             | D                                             | D                                             | 1111T                                         | 1019                                          | D                                             |
| 1962 | 166 D                          | =1666                                         | 1=11                                          | 1019                                          | D                                             | D                                             | D                                             | =1666                                         | 1019                                          | D                                             |
| 1963 | 166 D                          | 61166                                         | 10=                                           | 1711                                          | D                                             | D                                             | D                                             | 61166                                         | 1711                                          | D                                             |
| 1964 | 167 D                          | 61511                                         | 1673                                          | 1711                                          | D                                             | D                                             | D                                             | 61511                                         | 1711                                          | D                                             |
| 1965 | 166 D                          | 61711                                         | 1711                                          | 17=6                                          | 137                                           | D1                                            | D=                                            | 61711                                         | 173                                           | D1                                            |
| 1966 | 166 D                          | 6166=                                         | 1999                                          | 17=6                                          | 1171                                          | 1=                                            | D=                                            | 1171                                          | 173                                           | =6                                            |
| 1967 | 166 D                          | 3=301                                         | =331                                          | 1511                                          | 1017                                          | 6=                                            | 117                                           | 31110                                         | 1601                                          | 31                                            |
| 1968 | 166 D                          | 31717                                         | 309                                           | 1511                                          | 1019                                          | 113                                           | 117                                           | 31716                                         | 1601                                          | 116                                           |
| 1969 | 166 D                          | 6=310                                         | 37=                                           | 1797                                          | 1971                                          | 10=                                           | 3=                                            | 61719                                         | 1631                                          | 119                                           |
| 1970 | 166 D                          | 71=1                                          | 6=39                                          | 1797                                          | 1=61                                          | 119                                           | 3=                                            | 71907                                         | 1631                                          | 117                                           |
| 1971 | 166 D                          | 11100                                         | 1176                                          | 1119                                          | 11196                                         | 111                                           | 117                                           | 91966                                         | 1676                                          | 111                                           |
| 1972 | 166 D                          | 31517                                         | 1101                                          | 1119                                          | 11=11                                         | =116                                          | 117                                           | 11966                                         | 1676                                          | 1011                                          |
| 1973 | 166 D                          | 31111                                         | 1171                                          | 1=11                                          | 11311                                         | 119                                           | 981                                           | 11710                                         | 1=69                                          | 1199                                          |
| 1974 | 167 D                          | 11919                                         | 1661                                          | 1=11                                          | =1619                                         | 113                                           | 981                                           | 11661                                         | 1=69                                          | 1666                                          |
| 1975 | 167 D                          | 1=111                                         | 1697                                          | 676                                           | 31611                                         | 1791                                          | 1101                                          | 11761                                         | 11711                                         | 69                                            |
| 1976 | 167 D                          | 1=33                                          | 91=11                                         | 676                                           | 31117                                         | 17=3                                          | 1101                                          | 110711                                        | 11711                                         | 681                                           |
| 1977 | 167 D                          | 11067                                         | 9111                                          | 311                                           | =6011                                         | 1101                                          | 110=                                          | 6=091                                         | 1116                                          | 7111                                          |
| 1978 | 166 D                          | 16711                                         | 9=96                                          | 311                                           | =6660                                         | 1161                                          | 110=                                          | 61111                                         | 1116                                          | 7111                                          |
| 1979 | 166 D                          | 11116                                         | 9619                                          | 711                                           | =6711                                         | 1111                                          | 1111                                          | 3119=                                         | 1669                                          | 7911                                          |
| 1980 | 161 D                          | 6111                                          | 9611                                          | 711                                           | 316=3                                         | =1=                                           | 1111                                          | 31197                                         | 1669                                          | 1191                                          |
| 1981 | 176 D                          | =167                                          | 9713                                          | 119                                           | 31111                                         | =73                                           | 1131                                          | 3=73                                          | 166                                           | 9811                                          |
| 1982 | 111 D                          | 3666                                          | 9711                                          | 119                                           | 66111                                         | 3=11                                          | 1131                                          | 11111                                         | 166                                           | 9811                                          |
| 1983 | 111 D                          | 3111                                          | 9671                                          | 16=                                           | 76111                                         | 6191                                          | 1=71                                          | 11992                                         | 1676                                          | 9711                                          |
| 1984 | 111 D                          | =971                                          | 9611                                          | 16=                                           | 66019                                         | 6671                                          | 1=71                                          | 11011                                         | 1676                                          | 9711                                          |
| 1985 | 1=0 D                          | 6160                                          | 99=3                                          | 111                                           | 61196                                         | 7=11                                          | 110                                           | 67336                                         | 1917                                          | 906                                           |
| 1986 | 111 D                          | =011                                          | 9913                                          | 111                                           | 71160                                         | 7167                                          | 110                                           | =1171                                         | 1917                                          | 906                                           |
| 1987 | 110 D                          | 1179                                          | 10011                                         | 111                                           | =6100                                         | 1113                                          | 1=61                                          | =9679                                         | 153                                           | 9=                                            |
| 1988 | 1=6 D                          | 31=1                                          | 10063                                         | 111                                           | 37617                                         | 1191                                          | 1=61                                          | 61779                                         | 153                                           | 9111                                          |
| 1989 | 1=11 D                         | 10701                                         | 10171                                         | 111                                           | 67391                                         | 96=7                                          | 1131                                          | 7=192                                         | 111=                                          | 1136                                          |
| 1990 | 1=9 D                          | 11616                                         | 101911                                        | 111                                           | 71113                                         | 10119                                         | 1131                                          | 90111                                         | 111=                                          | 1161                                          |
| 1991 | 167 D                          | 10637                                         | 10=07                                         | 1196                                          | 11111                                         | 1111=                                         | 1117                                          | 9106=                                         | 1667                                          | 1117                                          |
| 1992 | 1=1 D                          | =369                                          | 10=9                                          | 1196                                          | 10991                                         | 1196=                                         | 1111                                          | 11667                                         | 1667                                          | 9=7                                           |
| 1993 | 116 D                          | =370                                          | 10=93                                         | 119=                                          | 11916                                         | 111311                                        | 1111                                          | 11916                                         | 1913                                          | 1163                                          |

Источником информации о пластовом и забойном давлениях служат карточки по исследованию скважин. Вследствие небольшой точности и достоверности этих данных необходимо провести большой объем работ по нивелировке имеющихся значений и исключению ошибок и случайных данных для выравнивания степени погрешности, сопоставимой с точностью данных по дебиту.

Первое приближение: находится среднеарифметическое значение пластовых и забойных давлений по годам эксплуатации. Эти значения находятся по исходным ежеквартальным данным.

Второе приближение: все значения  $P_{пл.}$  и  $P_{зab.}$  для скважины наносятся на единый график, по горизонтальной оси которого отложены годы эксплуатации. Значения давлений, выходящие за пределы доверительной полосы, проведенной на графике и имеющей ширину, определяющую точность проводимых замеров (как правило 20%), нужно анализировать персонально на предмет их достоверности. Если причина очевидна, вносится поправка и точка перемещается в общую полосу значений.

В качестве примера, иллюстрирующего этот этап усреднения данных, на рис. 2.1 приведен график для скважины 4398 (даны усредненные значения).

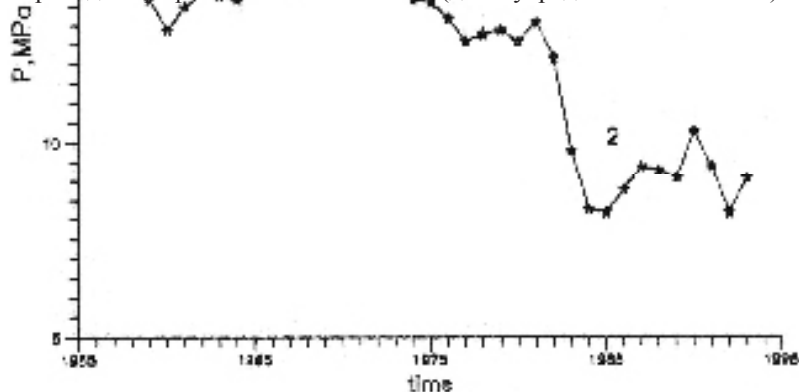


Рис. 2.1. Распределение усредненных измеренных значений пластовых (1) и забойных (2) давлений по годам для скв. 4398.

Третье приближение. После получения усредненных данных, первого и второго приближения они наносятся по годам на карту участка и проводится сглаживание значений по рядам, начиная с забойных давлений в северном и южном нагнетательных рядах, пластовых давлений в нем, а затем последовательно пластовых давлений по эксплуатационным рядам (см. Рис.2.1.). Давление в пределах одного и того же ряда, также как и перепад между ними должны коррелировать между собой. Это основано на том, что движение фронта закачиваемой воды идет медленно со скоростью 200-300 м/год или 0,5-0,7 метра/сутки, а скорость перераспределения давления в пласте равна для данного участка ~1 км в сутки, т. е. более чем на три порядка быстрее. Отсюда среднегодовые значения во всех точках пласта взаимозависимы и взаимообусловлены.

Вносимые поправки должны сглаживать и упорядочивать разброс. В спорных случаях на карты возле скважин наносятся кроме давлений еще и среднегодовые дебиты. Они задают тенденции в направлении изменения пластового давления.

сторон по годам строится график забойного давления в нагнетательном ряду, пластовое давление в этом же ряду, затем пластовое давление по первому, второму и третьему ряду. При их анализе следует учесть, что для северной стороны участка нагнетательные скважины 4108 и 4109 питаются от одной КНС, а три других: 4110, 4111, 4112 — от другой. Сложности возникают при стыковке влияния давлений северных и южных нагнетательных рядов в стягивающем ряду, т. е. для скважин 4396, 4397, 4398, 4399. На каждом рисунке все 5 линий должны примерно повторять по форме друг друга, не пересекаться и не расходиться.

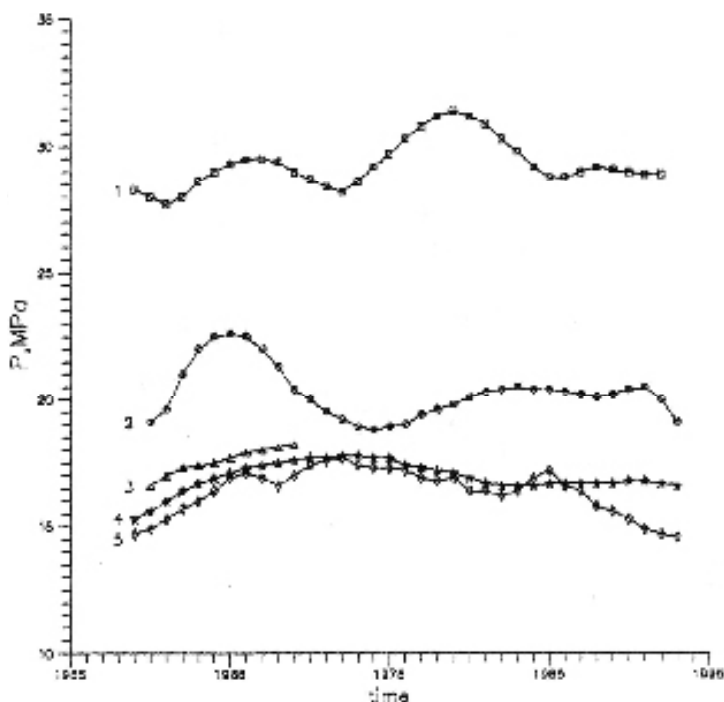


Рис. 2. 2. Графики распределения давлений по рядам скважин и годам эксплуатации для северной стороны участка. 1— забойное давление нагнетательного ряда, 2 — пластовое давление нагнетательного ряда, 3 — пластовое давление первого эксплуатационного ряда, 4 — пластовое давление второго эксплуатационного ряда, 5 — пластовое давление третьего эксплуатационного ряда.

Значения пластового и забойного давлений, полученные в результате внесения поправок ко всем видам приближения, не должны выходить из доверительной полосы значений, т. е. не противоречить фактическому материалу измерений. Они просто наиболее вероятны. Эти значения составляют второй блок данных, фиксируемых в таблице 2.2 для пластового, забойного давлений и величины депрессии или репрессии на пласт (столбцы 1-7).

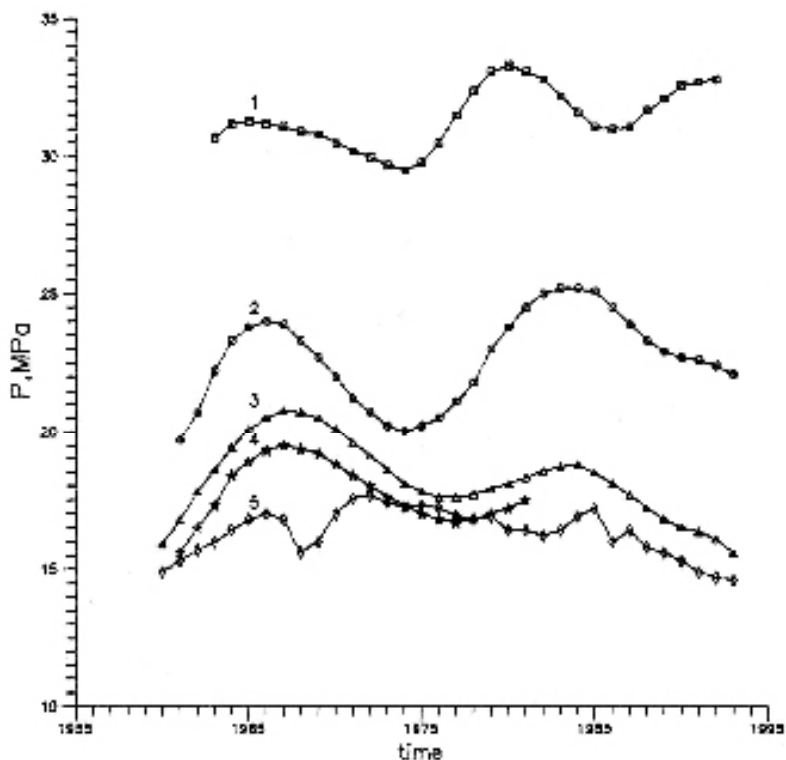


Рис. 2.3. Графики распределения давлений по рядам скважин и годам эксплуатации для южной стороны участка. 1— забойное давление нагнетательного ряда, 2— пластовое давление нагнетательного ряда, 3— пластовое давление первого эксплуатационного ряда, 4— пластовое давление второго эксплуатационного ряда, 5— пластовое давление третьего эксплуатационного ряда.

Таблица 2.2

Скважина №4109

| г.м.д | Св.м.с | Св.м.с | Св.м.с | Р <sub>пл</sub> , атм | Р <sub>заб</sub> , атм | ΔР, атм | К     | К <sub>у</sub> | К <sub>оу</sub> | Р <sub>о-Р<sub>пл</sub></sub> | Р <sub>о-Р<sub>заб</sub></sub> |
|-------|--------|--------|--------|-----------------------|------------------------|---------|-------|----------------|-----------------|-------------------------------|--------------------------------|
| 1     | 1      | 1      | =      | 1                     | 1                      | 0       | 1     | 1              | 1               | 1                             | 1                              |
| 1959  | 0      | 0,0    | 0      | 18,6                  | 18,1                   | 0,5     | 0     | 0              | 12,9            | 1,1                           | 11,8                           |
| 1960  | 0      | 0,0    | 0      | 19,1                  | 18                     | 1,1     | 0     | 0              | 11,9            | 1,6                           | 10,3                           |
| 1961  | 0      | 0,0    | 0      | 19,6                  | 17,7                   | 1,9     | 0     | 0              | 10,8            | 2,1                           | 8,7                            |
| 1962  | 0      | 616,1  | 616,1  | 21,0                  | 18                     | 3       | 189,5 | 1,1            | 17,5            | 7,5                           | 10                             |
| 1963  | 0      | 186,0  | 186,0  | 22,0                  | 18,6                   | 3,4     | 170,9 | 11,9           | 10,7            | =,5                           | 16,2                           |
| 1964  | 0      | 189,8  | 189,8  | 22,5                  | 19,0                   | 3,5     | 176,9 | 12,1           | 21,1            | 5,0                           | 16,1                           |
| 1965  | 0      | 186,5  | 186,5  | 22,6                  | 19,1                   | 3,5     | 178,0 | 11,7           | 10,7            | =,1                           | 15,6                           |
| 1966  | 0      | 181,1  | 181,1  | 22,5                  | 19,5                   | 3,0     | 111,9 | 10,1           | 19,5            | 5,0                           | 14,5                           |
| 1967  | 0      | 650,1  | 650,1  | 22,0                  | 19,5                   | 2,5     | 186,7 | 7,9            | 17,9            | =,5                           | 17,1                           |
| 1968  | 0      | 56,1   | 56,1   | 21,7                  | 19,1                   | 2,6     | 7,0   | 0,6            | 11,1            | 7,8                           | 7,6                            |
| 1969  | 0      | 667,1  | 667,1  | 20,1                  | 19,0                   | 1,1     | 77,6  | 7,1            | 18,5            | 2,9                           | 15,6                           |
| 1970  | 0      | 176,1  | 176,1  | 20,0                  | 18,7                   | 1,3     | 50,1  | =,6            | 16,1            | 2,5                           | 17,7                           |
| 1971  | 0      | 197,1  | 197,1  | 19,5                  | 18,1                   | 1,4     | =,1   | =,1            | 16,0            | 2,0                           | 14,0                           |
| 1972  | 0      | 198,5  | 198,5  | 19,2                  | 18,2                   | 1,0     | 55,1  | 5,0            | 17,0            | 1,7                           | 15,3                           |
| 1973  | 0      | 0,0    | 0,0    | 18,9                  | 18,6                   | 0,3     | 0,0   | 0,0            | 13,9            | 1,1                           | 11,5                           |
| 1974  | 0      | 196,5  | 196,5  | 18,8                  | 19,1                   | 0,3     | 17,7  | =,7            | 18,1            | 1,7                           | 16,9                           |
| 1975  | 0      | 515,0  | 515,0  | 18,9                  | 19,7                   | 0,8     | =,5   | =,5            | 18,9            | 1,1                           | 17,5                           |
| 1976  | 0      | 29,1   | 29,1   | 19,0                  | 10,1                   | 11,1    | 16,0  | 2,1            | 17,1            | 1,5                           | 15,9                           |
| 1977  | 0      | 17,5   | 17,5   | 19,1                  | 10,8                   | 11,1    | 16,1  | 1,7            | 18,5            | 1,9                           | 16,6                           |
| 1978  | 0      | 757,1  | 757,1  | 19,6                  | 11,2                   | 11,6    | 10,8  | 2,8            | 18,7            | 2,1                           | 16,2                           |
| 1979  | 0      | 571,1  | 571,1  | 19,8                  | 11,1                   | 11,6    | =,1   | =,5            | 19,9            | 2,7                           | 17,6                           |
| 1980  | 0      | 551,1  | 551,1  | 20,1                  | 11,1                   | 11,1    | =,9   | =,5            | 19,1            | 2,6                           | 16,7                           |
| 1981  | 0      | 619,5  | 619,5  | 20,7                  | 10,9                   | 10,6    | 59,1  | 5,1            | 19,5            | 2,8                           | 16,7                           |
| 1982  | 0      | 672,9  | 672,9  | 20,1                  | 10,7                   | 9,9     | 68,0  | 6,1            | 19,1            | 2,9                           | 16,5                           |
| 1983  | 0      | 901,1  | 901,1  | 20,5                  | 19,8                   | 0,7     | 97,0  | 8,8            | 21,2            | 7,0                           | 18,2                           |
| 1984  | 0      | 901,5  | 901,5  | 20,1                  | 19,1                   | 0,8     | 101,7 | 9,1            | 21,1            | 2,9                           | 18,2                           |
| 1985  | 0      | 194,1  | 194,1  | 20,1                  | 18,8                   | 1,3     | 106,9 | 9,7            | 20,9            | 2,9                           | 18,0                           |
| 1986  | 0      | 691,7  | 691,7  | 20,7                  | 18,8                   | 1,9     | 11,6  | 7,1            | 18,8            | 2,8                           | 16,0                           |
| 1987  | 0      | 600,0  | 600,0  | 20,1                  | 19,0                   | 1,1     | 61,1  | 6,1            | 17,9            | 2,7                           | 15,2                           |
| 1988  | 0      | 500,0  | 500,0  | 20,1                  | 19,1                   | 0,1     | 51,9  | 5,0            | 17,1            | 2,6                           | 14,5                           |
| 1989  | 0      | 512,5  | 512,5  | 20,1                  | 19,1                   | 1,0     | 57,6  | 5,1            | 17,1            | 2,7                           | 14,1                           |
| 1990  | 0      | 689,5  | 689,5  | 20,1                  | 19,0                   | 1,1     | 10,1  | 7,1            | 18,8            | 2,9                           | 15,9                           |
| 1991  | 0      | 111,1  | 111,1  | 20,5                  | 18,9                   | 1,6     | 97,8  | 8,9            | 20,1            | 7,0                           | 17,1                           |
| 1992  | 0      | 110,0  | 110,0  | 20,0                  | 18,8                   | 1,2     | 95,5  | 8,7            | 20,1            | 2,5                           | 17,9                           |

 $P_{пл}$  — пластовое давление $P_{заб}$  — забойное давление $dP$  — депрессия $K$  — приемистость, м<sup>3</sup>/сут МПа $K_y$  — удельная приемистость с поправкой на депрессию, м<sup>3</sup>/т сут МПа $K_{оу}$  — удельная приемистость с поправкой на депрессию, м<sup>3</sup>/т сут МПа $P_{о-Р_{пл}}$  — отклонение от  $P=17,5$  МПа $K_{оу}$  — приемистость с поправкой на депрессию и пластовое давление,м<sup>3</sup>/т сут МПа

скважина

№4399

 $h=6,2\text{ м}$  Таблица 2.2.

| №    | Св. м <sup>3</sup> | Св. м <sup>3</sup> | Осуш. м <sup>3</sup> | $P_{пл}/\text{МПа}$ | $P_{заб}/\text{МПа}$ | $dP/\text{МПа}$ | $\pi$ | $\pi_r$ | $K_y$ | $P_o - P_{пл}$ | $P_{ооу}$ |
|------|--------------------|--------------------|----------------------|---------------------|----------------------|-----------------|-------|---------|-------|----------------|-----------|
| 1    | 2                  | 3                  | 4                    | 5                   | 6                    | 7               | 8     | 9       | 10    | 11             | 12        |
| 1959 | 95,1               | 0,0                | 95,1                 | 10,7                | 11,9                 | 0,8             | 109,1 | 19,1    | 20,1  | 2,8            | 17,5      |
| 1960 | 109,7              | 0,0                | 109,7                | 10,9                | 11,5                 | 1,0             | 108,9 | 17,1    | 19,1  | 2,6            | 16,5      |
| 1961 | 103,7              | 0,0                | 103,7                | 10,1                | 10,1                 | 1,3             | 108,9 | 19,1    | 20,8  | 2,1            | 18,6      |
| 1962 | 160,1              | 0,0                | 160,1                | 17,7                | 10,3                 | 7,5             | 0,69  | 7,6     | 12,1  | 0,1            | 1,1       |
| 1963 | 20,1,1             | 0,0                | 20,1,1               | 16,0                | 10,5                 | 1,5             | 100,7 | 25,9    | 27,9  | 1,5            | 26,0      |
| 1960 | 20,5               | 0,0                | 20,5,0               | 16,0                | 10,1                 | 2,1             | 106,5 | 17,1    | 20,1  | 1,1            | 19,1      |
| 1965 | 200,5              | 0,0                | 200,5                | 16,9                | 10,6                 | 2,1             | 106,5 | 17,1    | 20,1  | 0,6            | 19,6      |
| 1966 | 261,1              | 9,0                | 272,1                | 17,1                | 10,0                 | 2,7             | 100,9 | 16,1    | 19,9  | 0,0            | 19,5      |
| 1967 | 212,5              | 8,1                | 220,8                | 16,9                | 10,7                 | 2,1             | 100,0 | 16,1    | 19,1  | 0,6            | 18,5      |
| 1968 | 206                | 5,5                | 211,5                | 16,6                | 10,1                 | 2,1             | 91,0  | 10,8    | 17,9  | 0,9            | 17,0      |
| 1969 | 241,6              | 5,0                | 246,6                | 17,0                | 10,6                 | 2,0             | 107,1 | 17,1    | 20,5  | 0,5            | 20,0      |
| 1970 | 270                | 6,7                | 280,7                | 17,0                | 10,7                 | 2,7             | 100,0 | 16,8    | 20,0  | 0,1            | 20,1      |
| 1971 | 711,0              | 11,7               | 701,1                | 17,6                | 11,8                 | 7,8             | 91,1  | 10,7    | 19,8  | 0,1            | 19,7      |
| 1972 | 201,5              | 60,1               | 265,7                | 17,7                | 10,9                 | 2,8             | 90,9  | 15,1    | 19,0  | 0,1            | 18,8      |
| 1977 | 207,8              | 98,5               | 106,1                | 17,0                | 10,0                 | 7,0             | 108,1 | 16,5    | 20,5  | 0,1            | 20,0      |
| 1970 | 125,1              | 116,5              | 20,6                 | 17,1                | 15,0                 | 2,1             | 106,1 | 17,0    | 20,0  | 0,1            | 19,8      |
| 1975 | 90,7               | 150,1              | 200,9                | 17,1                | 10,0                 | 2,9             | 80,0  | 17,6    | 17,5  | 0,1            | 17,1      |
| 1976 | 98,1               | 151,0              | 250,6                | 17,1                | 10,7                 | 2,5             | 100,1 | 16,1    | 19,5  | 0,1            | 19,1      |
| 1977 | 77,1               | 170,0              | 207,5                | 16,9                | 10,9                 | 2,0             | 104,8 | 16,0    | 19,1  | 0,6            | 18,5      |
| 1978 | 60                 | 126,8              | 191,8                | 16,8                | 10,8                 | 2,0             | 95,9  | 15,5    | 18,1  | 0,7            | 17,0      |
| 1979 | 0,8,6              | 171,1              | 179,8                | 16,9                | 15,1                 | 1,7             | 106,8 | 17,1    | 19,1  | 0,6            | 18,7      |
| 1980 | 20,1               | 100,1              | 167,1                | 16,0                | 15,1                 | 1,1             | 108,7 | 20,8    | 21,5  | 1,1            | 21,0      |
| 1981 | 18,1               | 153,1              | 170,1                | 16,0                | 10,9                 | 1,5             | 100,5 | 18,1    | 20,1  | 1,1            | 19,1      |
| 1982 | 20,1               | 206,9              | 211,1                | 16,1                | 10,0                 | 2,1             | 106,1 | 17,0    | 19,9  | 1,1            | 18,6      |
| 1987 | 21                 | 207,1              | 210,1                | 16,0                | 8,5                  | 7,9             | 100,1 | 5,5     | 16,0  | 1,1            | 10,9      |
| 1980 | 20,9               | 200,1              | 225,1                | 16,9                | 8,5                  | 8,0             | 26,8  | 0,1     | 15,5  | 0,6            | 10,9      |
| 1985 | 26,1               | 180,0              | 206,1                | 17,1                | 7,7                  | 9,5             | 21,7  | 7,5     | 16,1  | 0,1            | 15,9      |
| 1986 | 16,9               | 115,1              | 171,1                | 16,6                | 7,0                  | 9,6             | 17,8  | 2,1     | 15,0  | 0,9            | 10,1      |
| 1987 | 12,1               | 106,1              | 158,5                | 16,0                | 7,0                  | 9,0             | 16,9  | 2,7     | 15,1  | 1,1            | 10,1      |
| 1988 | 20,8               | 166,6              | 187,0                | 16,8                | 6,7                  | 9,1             | 20,6  | 7,1     | 15,5  | 1,7            | 17,8      |
| 1989 | 0,1,1              | 183,7              | 211,9                | 15,6                | 6,5                  | 9,1             | 20,5  | 0,0     | 16,1  | 1,9            | 10,1      |
| 1990 | 50,6               | 210,0              | 270,6                | 15,1                | 6,0                  | 9,1             | 20,5  | 0,8     | 17,1  | 2,1            | 15,0      |
| 1991 | 0,1,0              | 211,1              | 212,5                | 10,9                | 5,7                  | 9,1             | 20,6  | 0,8     | 17,0  | 2,6            | 10,0      |
| 1992 | 18,7               | 216,8              | 255,5                | 10,7                | 5,7                  | 9,0             | 28,0  | 0,6     | 16,6  | 2,8            | 17,8      |
| 1991 | 55,1               | 251,1              | 108,1                | 10,6                | 5,0                  | 9,1             | 17,5  | 5,0     | 17,7  | 2,9            | 10,8      |

Он — обычно нефти

Ов — закачка воды

 $O_{\text{сум}}$  — суммарная закачка жидкости $P_{\text{пл}}$  — пластовое давление $P_{\text{заб}}$  — забойное давление $dP$  — депрессия $K$  — приемистость, м<sup>3</sup>/сут МПа $K_y$  — удельная приемистость с поправкой на депрессию, м<sup>3</sup>/т сут МПа $K_{oy}$  — удельная приемистость с поправкой на депрессию, м<sup>3</sup>/т сут МПа $P_o - P_{\text{пл}}$  — отклонение от  $P=17,5$  МПа $K_{ооу}$  — приемистость с поправкой на депрессию и пластовое давление, м<sup>3</sup>/т сут МПа

### *2.3. Коэффициенты приемистости и продуктивности скважин*

*Последние столбцы (от 8 до 11) таблицы 2.2.1 заполняются расчетным путем. Коэффициент продуктивности (8 столбец) находится как частное от деления среднесуточного полного дебита скважин (4 столбец) на величину депрессии (7 столбец).*

*9 столбец содержит удельный коэффициент продуктивности скважин получаемый от деления суммарного или общего коэффициента продуктивности на толщину пласта. Толщина берется, в первом приближении, по геофизическим данным Б. К. 3.и указана сверху таблицы.*

*Набор таблиц 2.1.1 и 2.2.1 и их содержание служат искомым фактическим материалом для проведения второй стадии анализа разработки участка, используя в качестве основной характеристики уже не дебиты и расходы, а коэффициенты продуктивности и приемистости скважин. В тексте в качестве примера приведены таблицы для эксплуатационной скважины 4399 и нагнетательной 4109.*

## *3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТИННЫХ, НЕ ПОДВЕРЖЕННЫХ ВЛИЯНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН*

### *3.1. Коэффициент продуктивности эксплуатационных скважин*

*Переход от дебита, как первичного параметра стандартного геолого-промыслового анализа, к коэффициентам продуктивности и приемистости скважин позволяет избавиться в первом приближении от влияния депрессии и репрессии на пласт и перейти к параметрам собственно системы пласт-скважина. Следующим шагом в этом направлении служит переход к удельным значениям коэффициентов продуктивности и приемистости, т.е.исключая из рассмотрения еще одну переменную по площади месторождения величину — толщину пласта. Удельные значения коэффициентов приемистости и продуктивности скважин значительно теснее коррелируют с проницаемостью пласта-коллектора, получаемой из керновых и геофизических измерений, позволяя более надежно сопоставлять между собой не параметры скважин, а фильтрационные характеристики пласта. В этом случае приходится допускать равенство и постоянство таких величин, как вязкость флюида, приведенные радиусы скважин и радиус контура питания.*

*Удельные значения продуктивности эксплуатационных скважин, полученные в ходе первой стадии анализа, не являются итоговыми величинами для анализа хода разработки. Для их уточнения, в ходе второй стадии, используются установленные в ходе научных исследований экспериментальные зависимости их от*

### *3.1.1. Зависимость коэффициента продуктивности скважины от времени эксплуатации месторождения*

*Построение графика функциональной зависимости всех трех коэффициентов продуктивности от времени эксплуатации ведется по данным столбцов 8-12 по оси ординат и столбца 1 таблицы 2.2 по оси абсцисс. Пример такого графика для скважины 4381 дан на рис. 3.1. Из него видно, насколько велики вариации во времени этих величин, обычно считающихся константами.*

*Наличие временной зависимости у коэффициентов продуктивности говорит о том, что в проекте разработки месторождения не было установлено жестких условий на параметры эксплуатации  $P_{пл}$  и  $\Delta P$  и они варьировались в ходе разработки в широком диапазоне по тем или иным причинам или соображениям. Это, конечно, большой недостаток в разработке, но именно благодаря этому широкому разбросу параметров в ходе анализа по материалам разработки удастся выявить причины нестабильности коэффициента продуктивности и его сильной зависимости от величины депрессии на пласт и пластового давления. Более того, эти зависимости позволяют уточнить сами значения коэффициентов приемистости скважин и выйти на их начальные невозмущенные значения.*

### *3.1.2. Зависимость коэффициента продуктивности скважин от пластового давления*

*Первой и наиболее важной в ряду причин определенных параметрами разработки, стоит зависимость всех компонент, определяющих коэффициент продуктивности от величины пластового давления, а точнее говоря противодействия в порах гравитационному фактору (весу вышележащих пород, сжимающих скелет пласта-коллектора). Научная проработка этого вопроса [1, 2] показывает, что составляющая коэффициента продуктивности проницаемость пласта  $K$ , его эффективно работающая толщина  $h$  и приведенный радиус скважины  $R_c$  по разному зависят от пластового давления. Проницаемость и пропорциональный ей коэффициент пьезопроводности, линейно, в широком диапазоне величин, растет с ростом порового противодействия, говоря о росте при этом диаметров межпоровых каналов.*

*Зависимость эффективно работающей толщины пласта от  $P_{пл}$  имеет колоколообразную форму с максимумом, как правило, вблизи невозмущенного разработкой начального гидростатического давления. В свою очередь, приведенный радиус скважины имеет минимальные значения при низких пластовых давлениях, близок к радиусу скважины по долоту при гидростатическом и резко (экспоненциально) возрастает при переходе через начальное гидростатическое.*

Коэффициент продуктивности, согласно формуле Денюри, интегрально включает в себя все эти три параметра и, кроме того, еще и вязкость флюида и радиус контура питания  $R_k$ :

$$K = \frac{2p(k / m)}{\ln(R_k / R_c)}$$

(3.1)

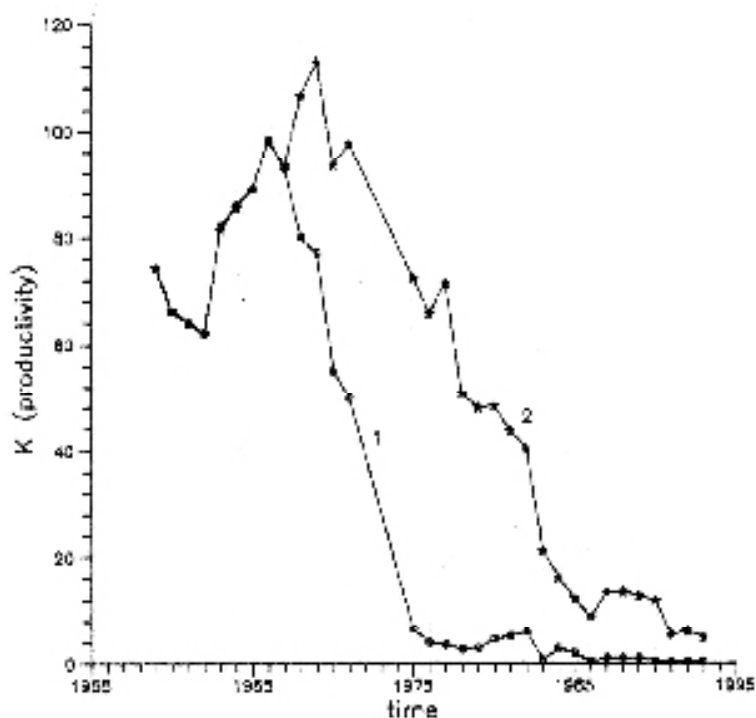


Рис. 3. 1. График зависимости коэффициентов продуктивности по нефти (1) и суммарный по нефти и воде (2) скважины 4381 от времени эксплуатации.

В зависимости от вклада составляющих он ведет себя сложным образом.

При анализе по промысловым данным, вычлнить ту или иную зависимость можно лишь приближённо и только благодаря тому, что эти зависимости

Наиболее четко зависимость  $K=f(P_{пл.})$  для данного участка можно установить для первого фонтанного периода работы скважин, когда пластовое давление меняется очень сильно от 14 до 19 МПа, а депрессия, хоть и была значительной, но во времени менялась мало.

На рис.3.2 даны такие зависимости для скв. 4437, 4438, 4439 анализируемого участка. Хорошо заметна колоколообразная форма с максимумом вблизи  $P_{пл.} = P_o$ .

Наивысшие значения удельных продуктивностей зафиксированных на рис. 3.2 не являются предельно возможными, так как получены при определенных значениях депрессии на пласт, которые влияют на коэффициент продуктивности.

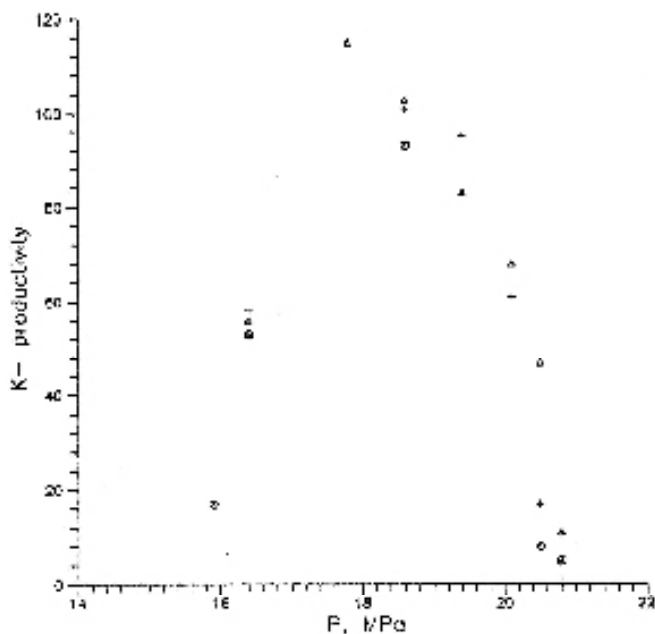


Рис. 3.2. Зависимости удельных коэффициентов продуктивности скважин 4437 (кружочки), 4438 (крестики), 4439 (треугольники) от величины пластового давления.

### 3. 1. 3. Влияние перепада давления на величину коэффициента продуктивности

Механизм влияния депрессии и репрессии на коэффициент продуктивности до конца не ясен. Как составляющая в него входит деформация коллектора в воронке депрессии при изменении порового давления в ней. Но, кроме этого, работает какой-то иной механизм, перекрывающий первый и задающий одинаковый вид зависимости  $K = f(\Delta P)$  и при закачке, когда поровое противодействие растет, и при отборе, когда оно, наоборот, падает. На рис.3.3 дан типичный сводный график удельной продуктивности  $K = f(\Delta P)$  для скважин 4397, 4398, 4399. При построении используются значения продуктивностей, полученные при разных депрессиях, но при примерно одинаковых пластовых давлениях, близких к гидростатическому. Выпадающие точки из полученной полосы значений анализируются на свою достоверность и, если это не противоречит доверительной полосе исходных данных, возвращаются в полосу зависимости за счет исправления значения забойного давления для этой точки в таблице 2.2. Это очередная степень приближения и внесения поправок в исходный материал. Экстраполяция средней линии полосы значений на начало координат дает начальное значение невозмущенного депрессией коэффициента продуктивности скважин, которое, как правило, выше, чем полученное на рис. 3.2. Обозначим его как  $K_{0y}$ , т. е. значение при  $\Delta P=0$ .

Не меньший интерес представляет точка или полоса значений, где зависимость  $K = f(\Delta P)$  пересекает ось абсцисс и дает значения депрессии на пласт  $\Delta P(0)$ , при которой коэффициент продуктивности падает до нуля. Отношение

$$g = K_{0y} / \Delta P(0)$$

(3.2)

определяющее наклон зависимости коэффициентов продуктивности от депрессии, является важным новым параметром пласта. Его значение выносится в заголовок таблицы 2.2 индивидуально для каждой скважины.

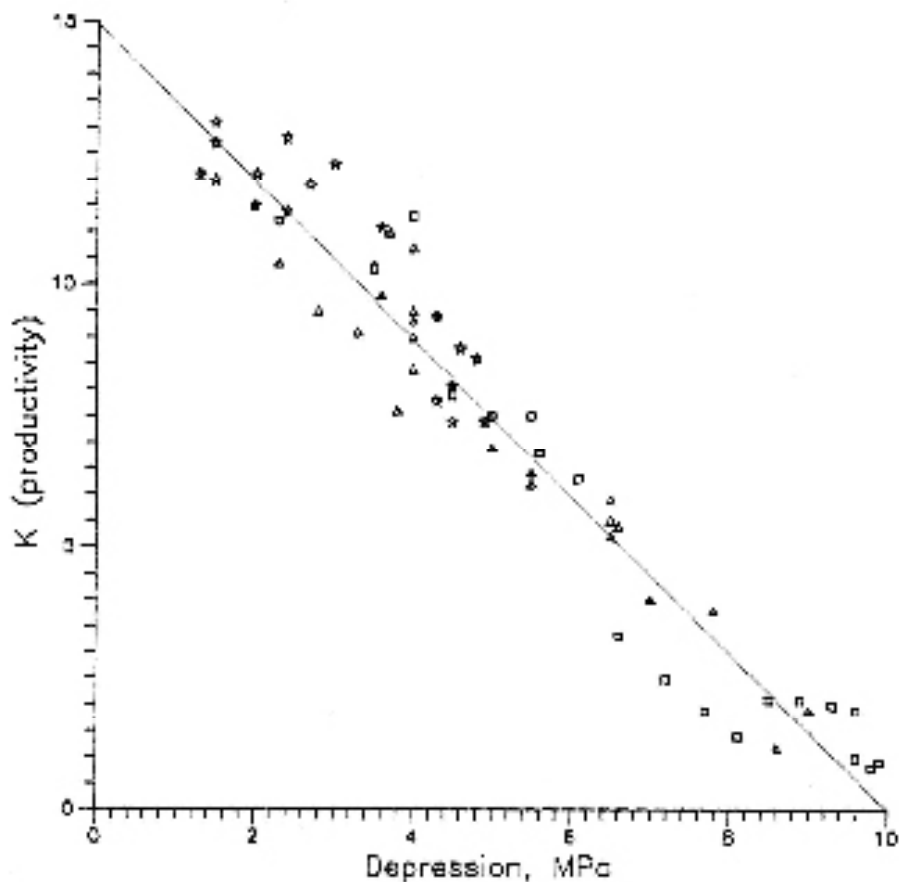


Рис.3.3. График зависимости удельных значений продуктивности для скв. 4397,4398 и 4399 от величины приложенной депрессии на пласт.

### 3.1.4 Способ устранения функциональной зависимости коэффициентов продуктивности скважин от величины депрессии на пласт

Полученное в предыдущем параграфе значение  $\gamma$  позволяет разработать на его основе способ поправок к коэффициентам продуктивности, учитывающим влияние депрессии на пласт. Текущее значение продуктивности в ходе эксплуатации будет равно

$$K = K_o(P_n) - \gamma \Delta P$$

(3. 3)

Оно позволяет оценить насколько падает коэффициент продуктивности скважин в зависимости от величины приложенной депрессии.

### 3. 1. 5. Определение максимальных значений коэффициентов продуктивности скважин

Выражение (3.3) выделяет отдельным членом зависимость коэффициента продуктивности от величины депрессии, оставляя за вторым членом все остальные. Разрешив это выражение относительно

$$K_o(P_n) = K + gDP$$

(3. 4)

возникает возможность, убрав зависимость от депрессии, оставить за  $K_o(P_{пл})$  в основном зависимость от пластового давления. В отличие от значений, выявленных при фонтанном периоде эксплуатации, теперь можно использовать все значения по годам, приведенные в таблице 2.2.

Пересчет данных, с учетом выражения (3.4) приведен в таблице. Для удобства расчета первые четыре столбца повторяют таблицу 2.1 и служат исходными данными. В столбце 10 приведены результаты пересчета суммарного коэффициента продуктивности скважин по выражению (3.4).

По данным столбца 10 таблицы 2.2.1 строятся графики зависимости коэффициентов продуктивности скважин от пластового давления. На рис.3.4 дан пример такой зависимости для скв. 4399.

В диапазоне пластовых давлений ниже и выше начального гидростатического (или какого-то иного значения, при котором продуктивность имеет максимальное значение) зависимость аппроксимируется полосой значений и ее центральной линией. Определяется ее наклон с соответствующим коэффициентом

$$h = K / DP_m$$

(3.5)

Коэффициент может быть как одинаковым для левых и правых частей колоколообразной кривой зависимости  $K=f(P_{пл})$ , так и различным.

Чтобы привести коэффициент продуктивности скважины к своему максимальному значению, которое он имеет в данном случае при  $P_{пл}=P_0$ , необходимо к текущему значению  $K_{оу}$  столбца 10 таблицы 2.2 добавить член, учитывающий отклонение от максимального значения за счет зависимости коэффициента продуктивности скважины от  $P_{пл}$ .

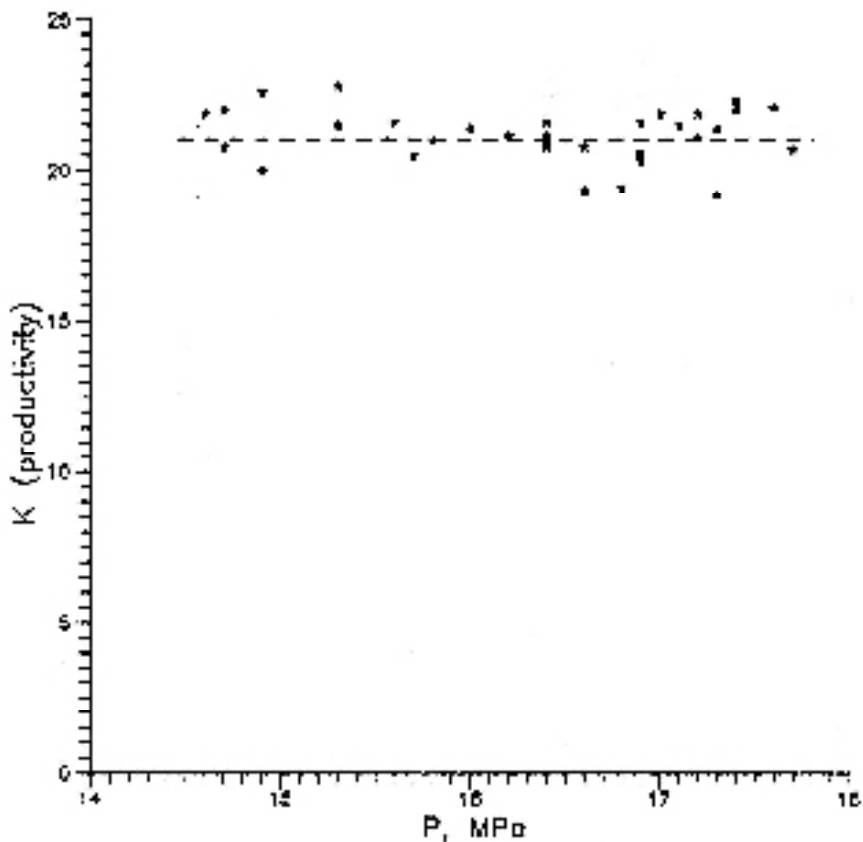


Рис. 3.4. Вид зависимости коэффициента продуктивности скважины от пластового давления при близких к нулю величинах депрессии на пласт для скв. 4399.

$$K_{ooy} = K_{ooy} + h |P_o - P_n|$$

(3.6)

Коэффициент  $h$  имеет такое же важное значение для характеристики поведения скважины в процессе эксплуатации, как и  $g$  и выносится в заголовок таблиц 2.2.

пластового давления от начального гидростатического.

В заключение этой части “ДГПА” строится график полученной величины коэффициента продуктивности скважины  $K_{ооу}$  в зависимости от времени эксплуатации. Для той же скв. 4399 стягивающего ряда он приведен на рис. 3.5. Его вид показывает, что и этот «очищенный» от влияния пластового давления и депрессии коэффициент продуктивности скважин все равно остается не константой во времени. Причиной этого могут быть, по крайней мере, три фактора: изменение во времени радиуса контура питания для скважины и ее приведенного радиуса, а также изменения в составе пластового флюида.

При неизменном взаимном расположении соседних скважин радиус внешнего контура питания скважины меняется мало и его в первом приближении можно считать постоянным. Однако, в конкретном случае скв.4399, график временной зависимости  $K_{ооу}$  которой приведен на рис. 3.5., это не так. В 1984 г. в интервалах между скважинами 4398 и 4399 была пробурена еще одна эксплуатационная скважина 23427, и она изменила геометрию контура питания обеих соседних скважин. На рис. 3.5 эта дата помечена стрелкой с номером 1.

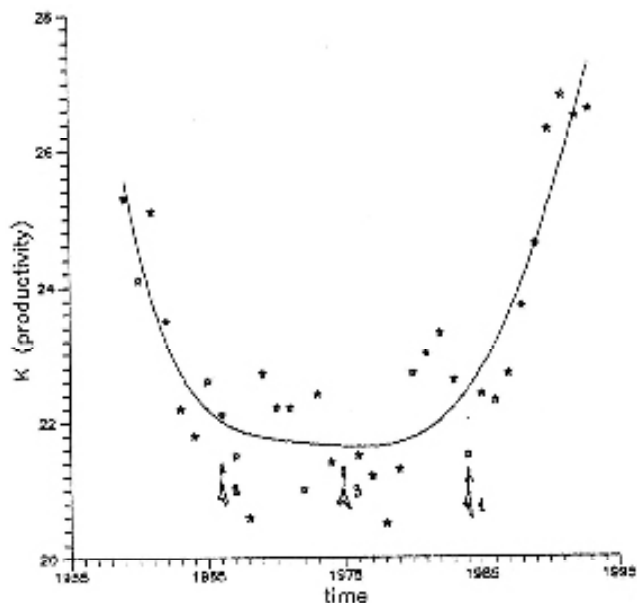


Рис. 3.5. Ход временной зависимости «очищенных» коэффициентов продуктивности скважин  $K_{ооу}$  для скв. 4399.

Таблица 3.1

Скважина 4399

| г.г. | О <sub>св</sub><br>м/г | О <sub>в</sub><br>м/г | О <sub>сум</sub><br>м/г | %<br>водос. | K <sub>св</sub> | K <sub>в</sub> |
|------|------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------|-----------------|----------------|
| 1959 | 95,3                   | 0,0                   | 95,3                    | 0           | 17,5            | 17,5           |
| 1960 | 149,7                  | 0,0                   | 149,7                   | 0           | 16,5            | 16,5           |
| 1961 | 142,7                  | 0,0                   | 142,7                   | 0           | 18,6            | 18,6           |
| 1962 | 164,1                  | 0,0                   | 164,1                   | 0           | 12              | 12             |
| 1963 | 241,1                  | 0,0                   | 241,1                   | 0           | 26,4            | 26,4           |
| 1964 | 245                    | 0,0                   | 245,0                   | 0           | 19,1            | 19,1           |
| 1965 | 244,5                  | 0,4                   | 244,9                   | 0,2         | 19,6            | 19,6           |
| 1966 | 263,3                  | 0,0                   | 272,3                   | 3,3         | 19,5            | 18,2           |
| 1967 | 212,5                  | 8,3                   | 220,8                   | 3,8         | 18,5            | 17,2           |
| 1968 | 206                    | 5,5                   | 211,5                   | 2,6         | 17,0            | 16,6           |
| 1969 | 251,6                  | 5,4                   | 257,0                   | 2,1         | 20,0            | 19,6           |
| 1970 | 274                    | 6,7                   | 280,7                   | 2,4         | 20,3            | 19,2           |
| 1971 | 313,4                  | 33,7                  | 347,1                   | 9,7         | 19,7            | 17,2           |
| 1972 | 201,5                  | 64,2                  | 265,7                   | 24,2        | 18,2            | 14,3           |
| 1973 | 207,2                  | 98,5                  | 305,3                   | 32,2        | 20,4            | 13,2           |
| 1974 | 125,3                  | 116,5                 | 241,9                   | 48,2        | 19,2            | 10,3           |
| 1975 | 94,7                   | 130,2                 | 244,9                   | 61,3        | 17,3            | 6,7            |
| 1976 | 98,2                   | 152,4                 | 250,6                   | 60,2        | 19,2            | 7,5            |
| 1977 | 73,1                   | 130,4                 | 203,5                   | 64,1        | 18,5            | 6,6            |
| 1978 | 65                     | 126,2                 | 191,2                   | 66,1        | 17,4            | 5,9            |
| 1979 | 42,6                   | 131,2                 | 179,2                   | 73,0        | 18,7            | 5,1            |
| 1980 | 24,2                   | 142,1                 | 167,3                   | 25,5        | 21,4            | 3,1            |
| 1981 | 12,1                   | 152,1                 | 170,2                   | 29,4        | 19,2            | 2,0            |
| 1982 | 24,3                   | 206,9                 | 231,2                   | 29,5        | 18,6            | 2,0            |
| 1983 | 23                     | 247,2                 | 270,2                   | 91,5        | 14,9            | 1,3            |
| 1984 | 20,9                   | 204,3                 | 225,2                   | 90,7        | 14,9            | 1,4            |
| 1985 | 26,2                   | 120,0                 | 206,2                   | 27,3        | 15,9            | 2,0            |
| 1986 | 16,9                   | 115,2                 | 132,1                   | 27,2        | 14,1            | 1,2            |
| 1987 | 12,2                   | 146,3                 | 158,5                   | 92,3        | 14,2            | 1,1            |
| 1988 | 20,2                   | 166,6                 | 187,4                   | 22,9        | 13,2            | 1,5            |
| 1989 | 40,2                   | 122,7                 | 222,9                   | 22,0        | 14,2            | 2,6            |
| 1990 | 30,6                   | 224,0                 | 274,6                   | 31,6        | 15,0            | 2,2            |
| 1991 | 41,4                   | 231,1                 | 272,5                   | 24,2        | 14,4            | 2,2            |
| 1992 | 12,7                   | 236,2                 | 255,5                   | 92,7        | 13,2            | 1,0            |
| 1993 | 55,2                   | 253,1                 | 308,3                   | 22,1        | 14,2            | 2,6            |

*Определить изменения приведенного радиуса скважины по данным “ДГПА” пока не видно возможностей. Для этого надо проводить специальные гидродинамические измерения путем снятия кривых КВД, прослушивания межскважинных интервалов методом фильтрационных волн давления или самопрослушивания на разных частотах периодического воздействия на пласт.*

*Наиболее вероятной причиной нестабильности коэффициента продуктивности скважин является замена нефти в пласте на воду. Фонтанный период эксплуатации для скв. 4399 продолжался до 1965-1966 гг. Эта дата отмечена на графике стрелкой за номером 2. За один-два года до появления воды в продукции скважин в воронку депрессии входит вал соленой пластовой воды, который идет перед фронтом нагнетаемой пресной воды. В 1974-1975 гг., подобный же вал подходит с южной стороны (Стрелка с номером 3). Сказался на коэффициенте продуктивности скважин и переход на закачку в пласты сточных вод вместо пресных.*

*Дополнительные сведения о двухфазной фильтрации могут дать кривые фазовых продуктивностей скважин.*

### *3. 1. 6. Кривые фазовых продуктивностей эксплуатационных скважин по нефти и по воде*

*В предыдущих параграфах анализировалось поведение суммарного коэффициента продуктивности скважин. Раздельная регистрация продукции скважин по нефти и по воде, дает возможность не только определить степень обводненности продукции, данные по которой приведены в столбце 9 табл. 2.1, но и строить графики фазовых продуктивностей, откладывая по оси ординат значение коэффициентов продуктивности скважин по нефти и по воде, а по горизонтальной оси — степень обводненности суммарной продукции.*

*На рис. 3.6 дан график по данным столбцов 7 и 8 таблицы 3.1 с учетом поправок и на депрессию, и на пластовое давление. Кривая фазовой продуктивности по воде почти ложится на прямую линию, симметричную продуктивности по нефти. Совпадают и значения на краях интервала. Выпадают лишь несколько точек, полученных в самые последние годы.*

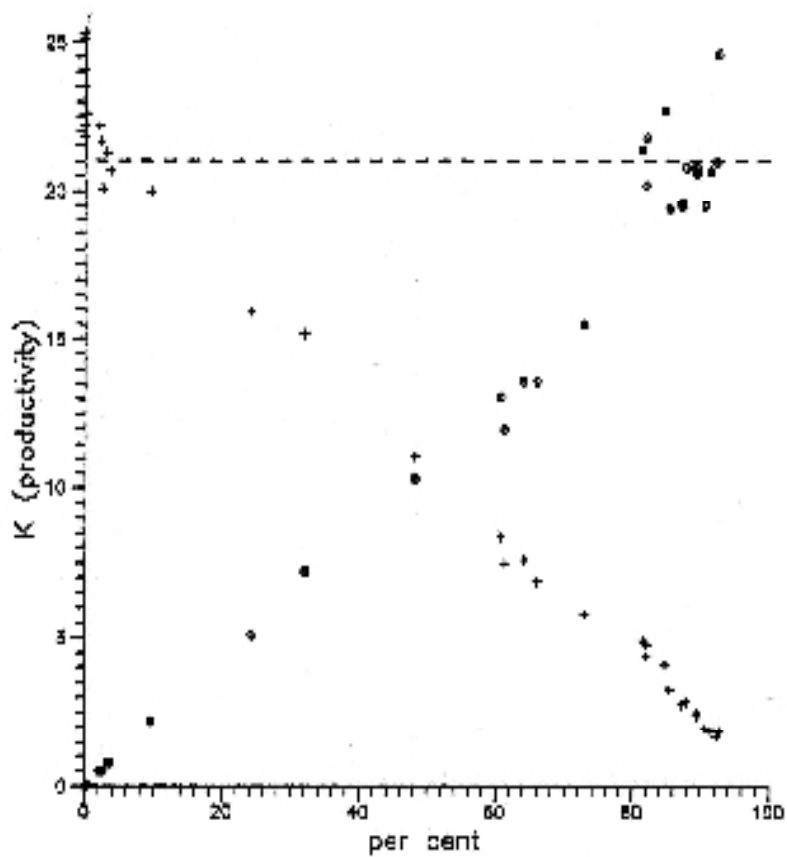


Рис. 3.6. Фазовые продуктивности для скв. 4399 по нефти (крестики) и по воде (кружочки) с учетом поправок на депрессию и пластовое давление.

### *3. 2. Определение уточненных значений коэффициента приемистости нагнетательный скважин*

*По технологии оптимальной выработки нефтяного пласта, развитой для внутриконтурного заводнения нагнетательная скважина является центральным объектом разработки, начиная с призабойной зоны от которой идет вытеснение нефти с последующим отбором ее через эксплуатационные скважины.*

*В предлагаемой методике дифференциального геолого-промыслового анализа поведения коэффициентов продуктивности эксплуатационных скважин проведен вначале до анализа коэффициентов приемистости нагнетательных скважин. Это вызвано тем, что:*

*во-первых, это значительно более низкая точность учета расхода воды по сравнению с фиксацией объемов добытой нефти.*

*во-вторых, неконтролируемое распределение воды от нагнетательного ряда на две смежные площади разработки.*

*И, в-третьих, трудно предсказуемое поведение фильтрационных параметров пласта в призабойной зоне нагнетательной скважины под действием высоких значений забойных давлений, когда поровое противодействие приближается к весу вышележащих пород и происходит образование горизонтальных микротрещин и, как следствие, разрушение скелета пласта-коллектора с изменением коэффициента приемистости.*

*Перечисленные особенности делают ненадежными количественные определения, но не мешают выявлению общих закономерностей поведения приемистости от времени эксплуатации, депрессии и пластового давления.*

#### *3. 2. 1. Временная зависимость коэффициента приемистости*

*График, построенный по данным столбцов 1 и 16 таблицы 2.2 для нагнетательных скважин также как и аналогичный для эксплуатационных скважин, четко показывает непостоянство этого параметра, а следовательно, и входящих в него величин ( формула 3. 1). На рис. 3.7 приведен обобщенный график зависимости от времени удельного коэффициента приемистости нагнетательных скважин южного ряда. На рис. 3.8 приведены аналогичные данные для скважин северного нагнетательного ряда.*

*Хорошо заметны три периода в жизни скважин: 1959 -64 г г., 1965-1979 г г. и 1979-1993 г г.*

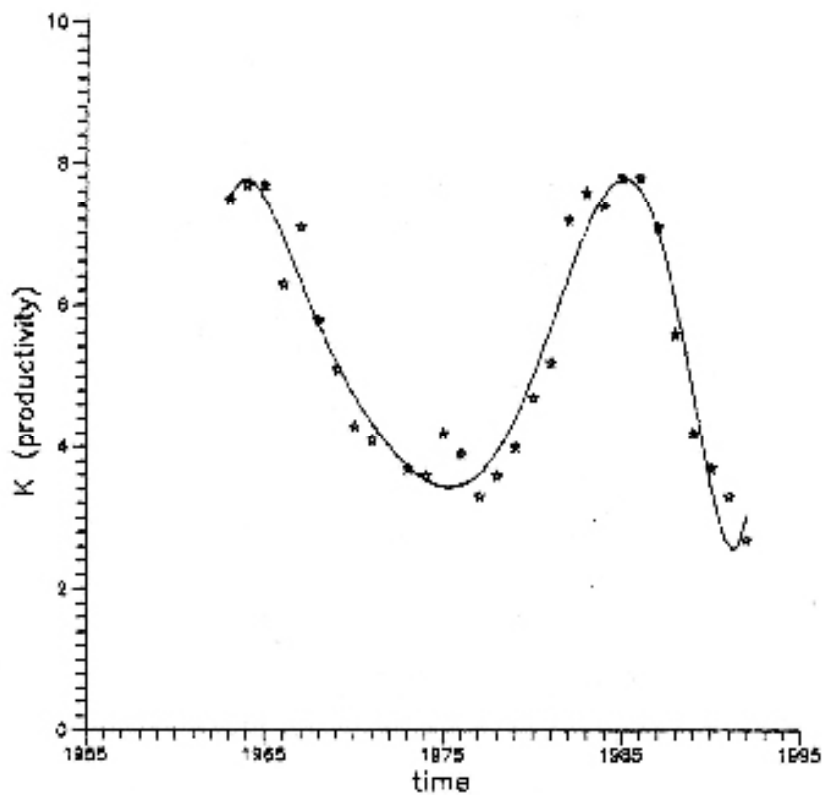


Рис. 3.7. График хода временной зависимости удельных коэффициентов приемистости скважин южного нагнетательного ряда.

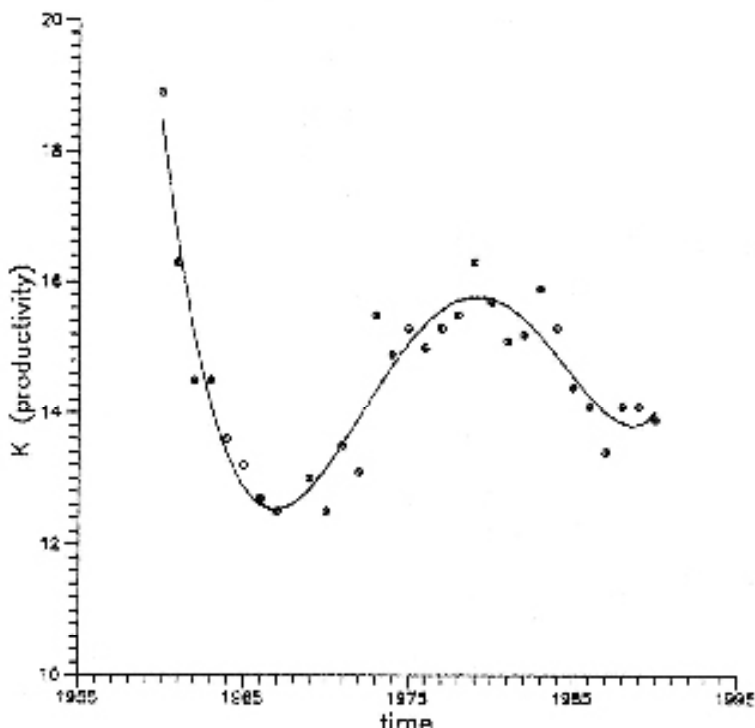


Рис. 3.8. График хода временной зависимости удельных коэффициентов приемистости скважин северного нагнетательного ряда с поправками на репрессию.

### 3. 2. 2. Зависимость удельного коэффициента приемистости скважины от величины репрессии на пласт

Пренебрегая в первом приближении зависимостью от вариаций пластового давления по данным столбцов 7 и 8 таблицы 2.2 можно построить график поведения коэффициента приемистости от величины репрессии на пласт. Для повышения плотности точек на рис.3.9 нанесены имеющиеся данные для всех нагнетательных скважин северного ряда, а на рис. 3.10 для южного ряда. На обоих видна четкая линейная зависимость  $K = f(DP)$ , аналогичная тем, что

эксплуатационных скважин. Экстраполяция полученной полосы значений до ее пересечения с осями координат дает диапазон изменений  $K_{oy}$  при ( $D P=0$ ) и диапазон депрессии  $\Delta P_o$  при  $K = 0$ . По наклону определяется величина по формуле (3. 3).

Разброс значений обусловлен как неточностью данных по  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$ , полученных на первой стадии анализа, так и тем фактором, что при построении графика использованы все значения  $K$ , полученные при различных пластовых давлениях.

Важнейшим выводом из полученных графиков является то, что как при депрессии на пласт, так и при репрессии на него принципиально вид зависимости  $K = f(dP)$  один и тот же, говоря о единстве основного механизма этой зависимости. На рис. 3.9 и 3.10 видны отдельные точки (значений  $K$ ), которые вылетают из доверительной полосы значений. Их анализ позволяет теперь уже в четвертом приближении внести поправки в данные столбцов.

### 3. 2. 3. Приемистость нагнетательным скважин и пластовое давление

Также как и в эксплуатационных скважинах и для нагнетательных данные, полученные с поправками на величину репрессии на пласт, можно нанести на график, где по оси ординат отложено  $K_{oy}$ , а по оси абсцисс пластовое давление. Для северного ряда такой график приведен на рис. 3.11, а для скважин южного — на рис.3.12. На обоих рисунках можно отметить достаточно широкие полосы разброса точек и слабую тенденцию увеличения коэффициента приемистости скважин с ростом пластового давления, лишь для скважин южного ряда.

Для эксплуатационных скважин такая зависимость от  $P_{пл}$  была выражена более четко. Естественно, что деформация коллектора происходит при вариациях пластового давления и в бассейне влияния нагнетательных скважин. Слабо выраженная зависимость говорит только о том, что есть или существует еще один механизм, связанный с деформацией коллектора, который сильнее и перекрывает ранее установленный механизм [2].

По данным “ДГПА” его выявить трудно, но он хорошо замечен при измерении переходных процессов в нагнетательных скважинах [1]. При пуске скважин под нагнетание после длительного простоя, зависимость динамики дебита скважин от времени практически никогда не представляет из себя плавную экспоненту, как и при других режимах переходных процессов, например, при пуске скважин из простоя на излив и др. На спадающей экспоненциально зависимости дебита закачки от времени после пуска наблюдаются случайные, хаотические всплески-скачки повышения дебита, что говорит о скачкообразном изменении коэффициента приемистости скважин. За эти скачки, как показывают специально

ветственен приведенный радиус скважин. Именно он с ростом давления закачки изменяется скачком, за счет раскрытия мелких горизонтальных трещин в призабойной зоне пласта. При многократных пусках скважин под закачку происходит растрескивание и разрушение призабойной зоны пласта. При пуске таких скважин на излив происходит вынос с потоком обломочного материала скелета пласта.

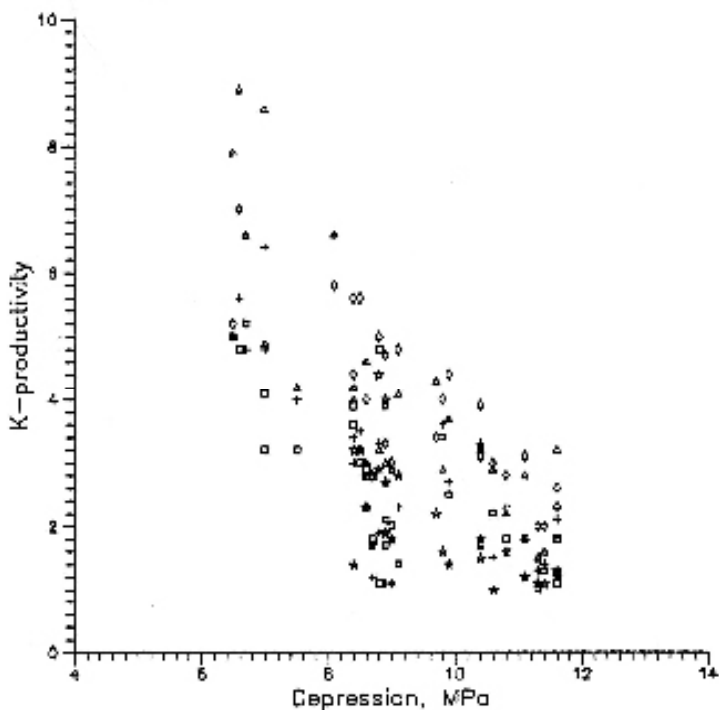


Рис. 3. 9. Зависимость удельного коэффициента приемистости нагнетательных скважин от величины репрессии на пласт для объектов северного нагнетательного ряда. Крестики — скважина 4108, квадратики — 4108, треугольники — 4110, ромбики — 4111, звездочки — 4112.

Сильно возрастающий со сроком эксплуатации радиус скважины является главной причиной несколько большей удельной приемистости пласта по  $K_o = f$

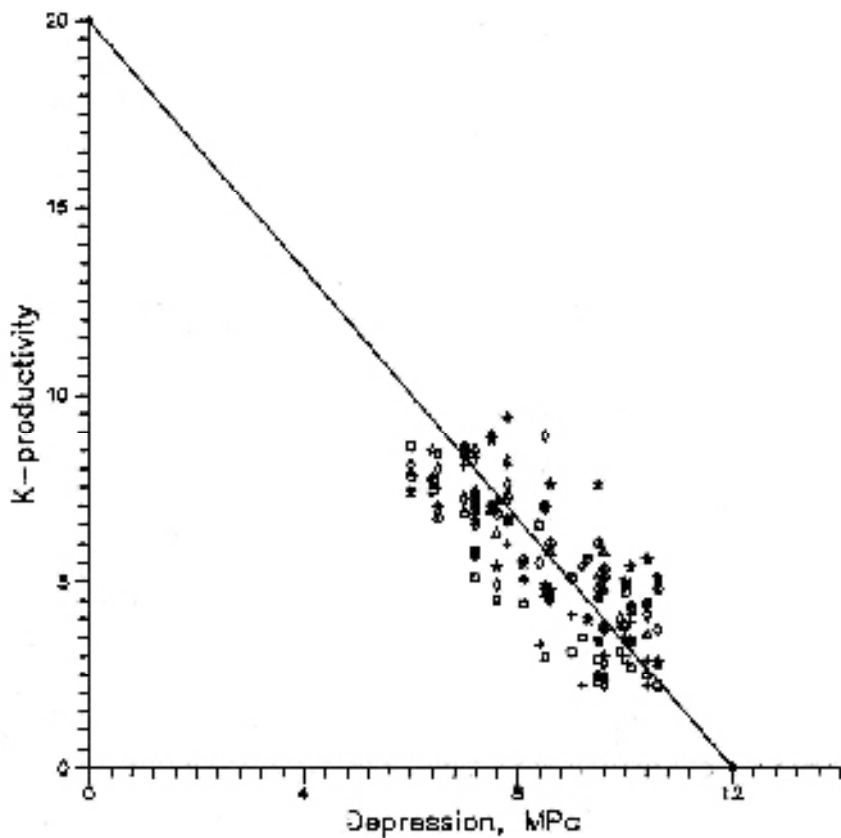


Рис. 3.10. Зависимость удельных коэффициентов приемистости от величины репрессии на пласт для скважин южного нагнетательного ряда. Крестики — скважина 4154, звездочки — 4155, ромбики — 4156, треугольники — 4157, квадратики — 4158, кружочки — 4159.

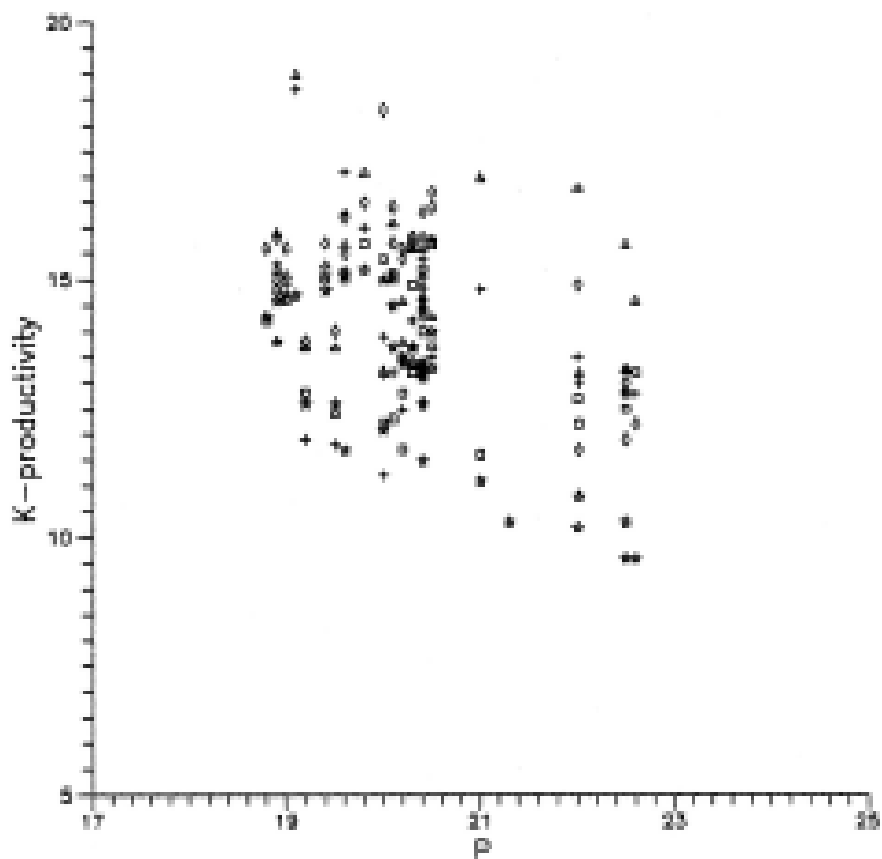


Рис. 3.11. Распределение удельных коэффициентов приемистости с поправкой на репрессию в зависимости от пластового давления для скважин северного нагнетательного ряда. Крестики — 4108, квадратики — 4109, треугольники — 4110, ромбики — 4111, звездочки — 4112.

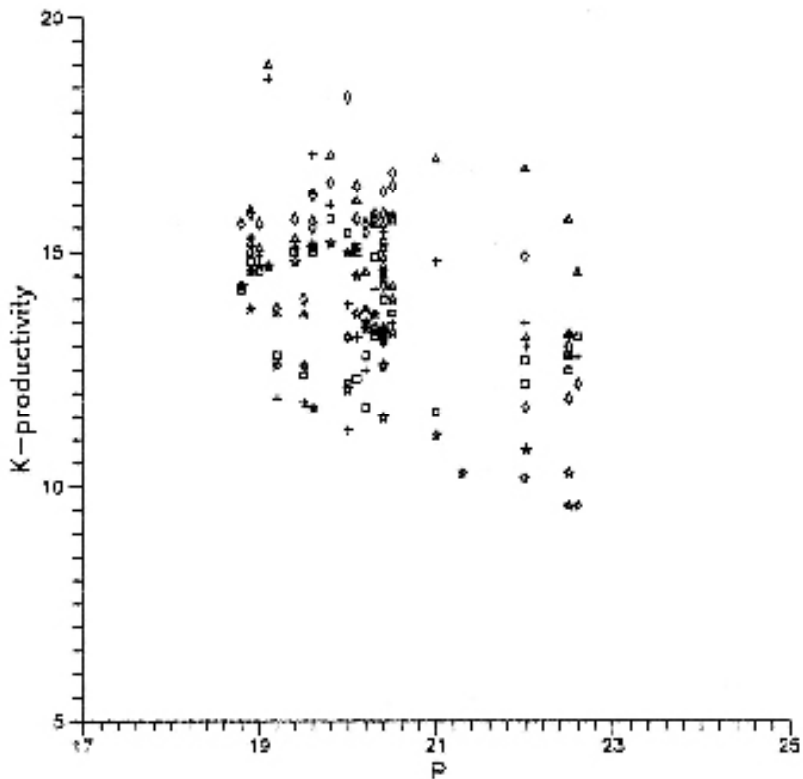


Рис. 3.12. Распределение удельных коэффициентов приемистости с поправкой на репрессию в зависимости от пластового давления для скважин южного нагнетательного ряда. Кругочки — 4154, квадратики — 4155, треугольники — 4156, ромбики — 4157, звездочки — 4158, крестики — 4159.

### *3. 3. Карта коэффициентов удельной приемистости скважин*

*Полученные в предыдущих параграфах значения невозмущенных коэффициентов удельной и полной приемистости скважин позволяют построить карты рас-пределения этих величин по площади месторождения, залежи или участка. На рис. 3.13 и 3.14 приведены соответствующие карты распределения удельного (рис. 3.13) и полного (рис. 3.14) коэффициентов, характеризующие потенциальные добывающие возможности скважин данного участка.*

*Их анализ показывает, что удельные значения варьируют по всей площади, говоря о неоднородности пласта «б» по проницаемости.*

*Другим видом аномалии, совсем иной природы, являются приемистости всех скважин южного нагнетательного ряда. Несмотря на то, что толщины пластов в этих скважинах имеют наименьшие значения, удельные приемистости почти в 2,5 раза выше, чем у остальных скважин участка и во столько же раз превышают аналогичные данные для скважин северного нагнетательного ряда, где толщины пластов почти в два раза выше, чем на южном. Вероятность того, что проницаемость пласта «б» в этом районе в два с половиной раза выше, очень мала. Не отличаются эти скважины и по другим эксплуатационным параметрам, из чего следует практически однозначный вывод, что дебиты закачки в эти пласты в 2,5 раза завышены по сравнению с реальными. Внешне это мало заметно, т. к. дебит закачки по этому ряду почти не отличается от дебита закачки по северному нагнетательному ряду. Разница видна лишь при анализе значений приемистости скважин.*

*По карте на рис. 3.13 можно сделать однозначный вывод о том, что в скв. 4362 пласт «б» имеет те же фильтрационные характеристики, что и на остальных скважинах участка и его потенциальная продуктивность равна  $K_{\text{ооу}} = 14,5$  т/с МПа·м. Ее реальная продуктивность, которая на порядок ниже, говорит, что пласт в ней был плохо освоен и приведенный радиус этой скважины в сотни раз меньше, чем у других.*

*Карта полных продуктивностей должна служить на практике, например, для определения очередности капитального и подземного ремонта скважин, когда*

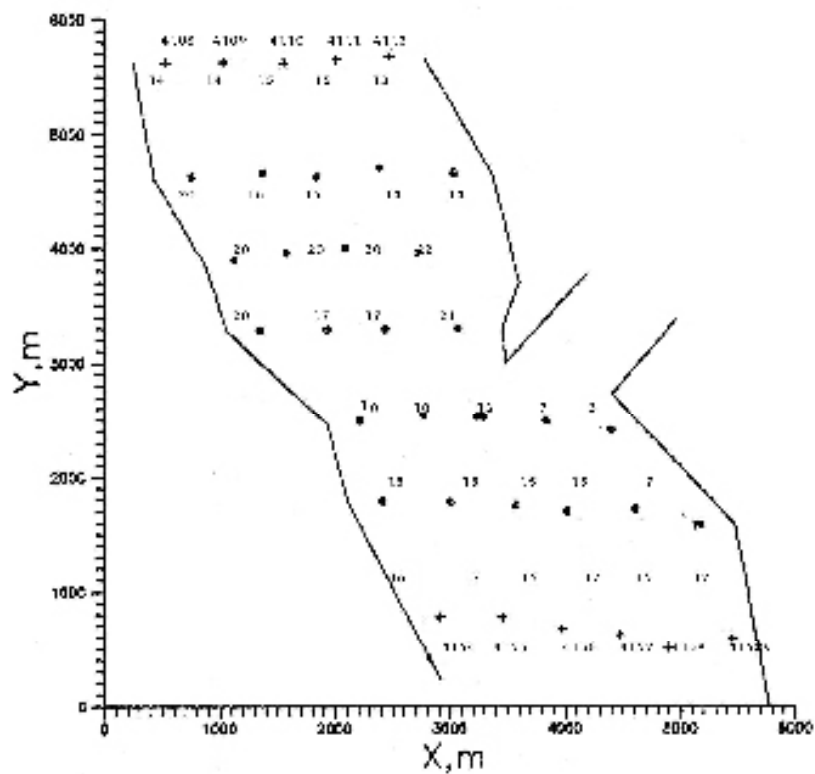


Рис. 3.13. Карта распределения коэффициентов удельной продуктивности и приемистости скважин.

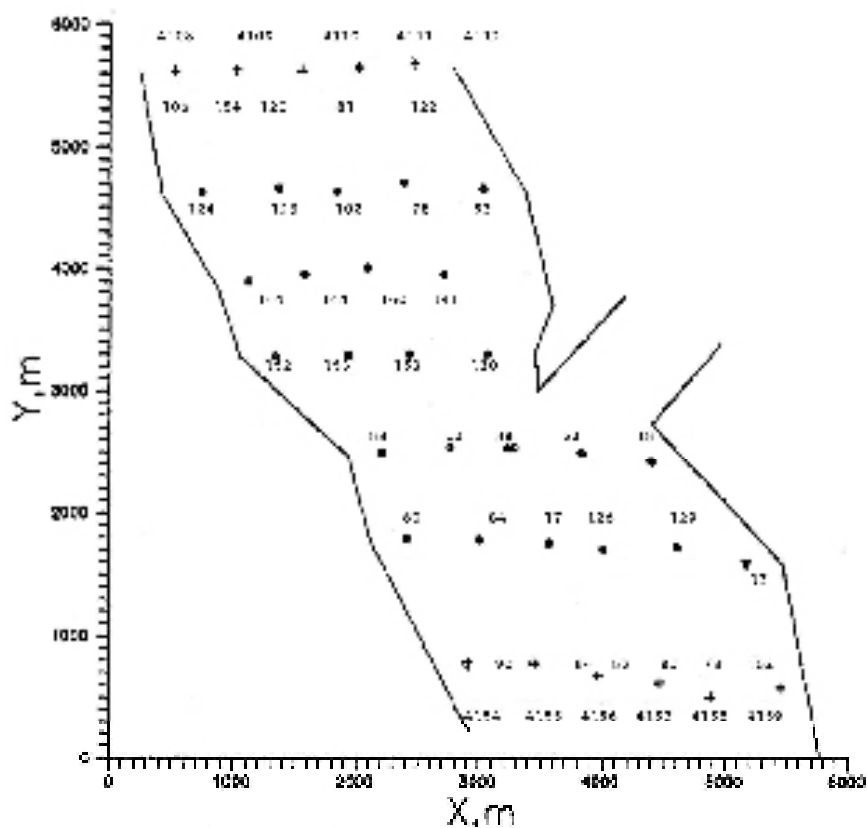


Рис. 3.14. Карта распределения полных продуктивностей и приемистостей скважин.

### 3. 4. Выводы и рекомендации

Переход в геолого-промысловом анализе от дебита скважин, как основного параметра, и его интегральных характеристик к коэффициентам продуктивности и приемистости скважин позволяет более глубоко и дифференцированно подойти к результатам разработки месторождения.

Основным выводом, имеющим прямое отношение как к степени извлечения нефти из недр, так и материальным затратам на добычу нефти, является подтверждение того опытного факта, что наивысшие характеристики по всем параметрам разработки дает эксплуатация месторождения в режиме поддержания пластового давления близкого к первоначальному (гидростатическому).

Второй важнейшей характеристикой, определяющей затраты на добычу нефти, является величина депрессии и репрессии на пласт. Чем меньше эта величина, тем ниже затраты на единицу добываемой продукции. Учитывая, что величина перепада давления между скважиной и пластом напрямую не влияет на величину коэффициента нефтеизвлечения, возможен компромисс с целью увеличения темпа разработки месторождения.

Количественные характеристики можно получить по графикам рис. 3.2., 3.9. или 3.10. Анализ этих графиков показывает, что максимальные дебиты можно получить в точке, где коэффициент продуктивности или приемистости равен  $0,5 K_0$  своего максимального значения и величина депрессии равна  $0,5 DP_0$  своего максимального значения. Дебит в этой точке находится из выражения

$$Q(max) = 0,5K_0 \cdot 0,5DP_0$$

(3.7)

Депрессии и репрессии выше чем  $0,5 \Delta P_0$  ведут не только к росту затрат, но и снижению дебита скважин. Наиболее оптимальные значения  $\Delta P$  лежат в интервале

$$0,2DP_0 < P < 0,4DP_0$$

(3.8)

Для наглядности на рис. 3.15 приведена расчетная индикаторная диаграмма для скв. 4398. Точкой с крестиком на ней обозначено максимальное значение дебита, полученное на этой скважине в 1985 г. при пластовом давлении  $P_{пл} = 17,2$  МПа.

При пластовых давлениях ниже или выше гидростатического индикаторная диаграмма будет уменьшать свою амплитуду от оси дебитов за счет вычета из коэффициента продуктивности поправки на величину отхода от оптимального значения.

Другие рекомендации будут приведены в заключительной части «ДГПА»

—после разбора степени выработки пластов.

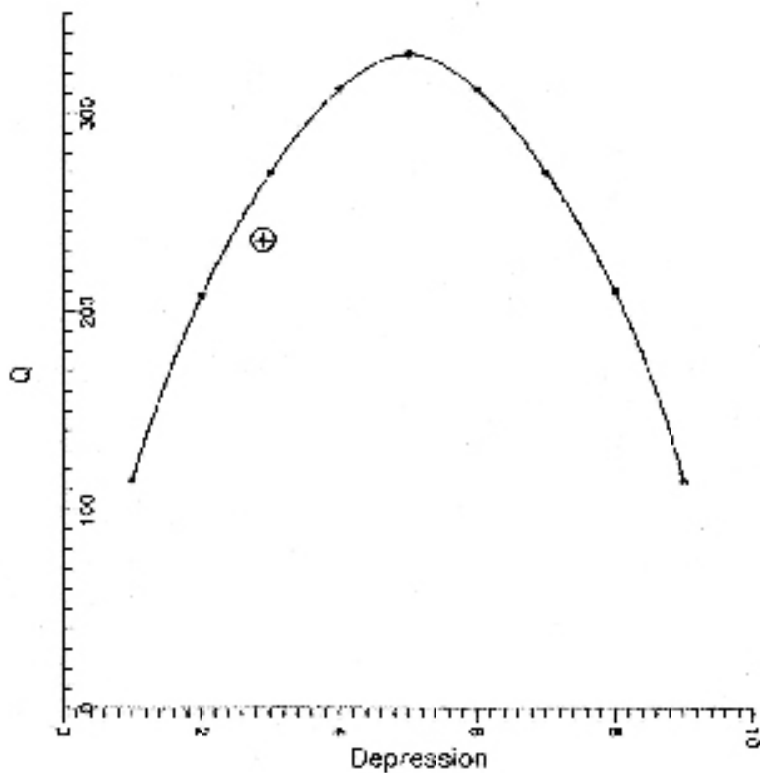


Рис. 3. 15. Расчетная индикаторная диаграмма для скважины 4398.

#### 4. АНАЛИЗ ИСТОРИЧЕСКОГО ХОДА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

##### 4.1. Предыстория

Центрально-Азнакаевская площадь Ромашинского месторождения была разбурена и вступила в разработку в 1959-1961 гг. До этого, начиная с сентября 1951 г., анализируемый участок эксплуатировался одиночной разведывательной скважиной 541. На рис. 4.1 приведен график зависимости дебита этой скважины

ны, пластового и забойного давлений, а также коэффициента продуктивности от времени эксплуатации. Работу этой скважины можно условно разбить на три периода. Первый — с 1951 по 1959 гг. — безводная эксплуатация фонтанным способом. Второй — с 1959 до ликвидации в 1977 г. и, наконец, третий — после ликвидации в 1986 г. до настоящего времени.

В течение первого периода, точнее до начала работ других скважин участка, депрессия на пласт менялась трижды 0, 9; -1,7; -2,5 мПа, т. е. в небольшом диапазоне, характерном для фонтанной эксплуатации. В то время отбор жидкости из пласта за счет только упругого запаса энергии привел к падению пластового давления с начального гидростатического 17,5 мПа до 15,0 мПа, т. е. примерно на 2,5 мПа. Естественно, что основное падение коэффициента продуктивности в этот период связано с падением пластового давления на этом участке.

Второй период с 1959 по 1963 гг. связан с резким падением продуктивности, вызванном приближением к скважине фронта нагнетаемой воды и начавшимся в связи с этим обводнением добываемой продукции. В это же время начали отбор нефти и все остальные проектные скважины северной половины анализируемого участка. В начале этого периода восстанавливается, и даже начинает превышать гидростатическое, пластовое давление в районе первого эксплуатационного ряда.

Вначале из-за падения пластового давления, а затем его роста, менялась такая важнейшая для разработки характеристика, как эффективно работающая толщина пласта, а следовательно и коэффициент охвата пласта по вертикали, что привело к расширению фронта нагнетаемой воды и отклонению от поршневого вытеснения, которое было бы, если пластовое давление не отклонялось от начального гидростатического. Индикатором ширины фронта вытеснения служит кривая роста обводненности продукции. Для скважины 541 она дана на рис. 4.2. Из рис. видно, что ширина фронта обводненности составляет несколько лет или, по протяженности, около километра при скорости продвижения фронта нагнетаемой воды в 250 м/год.

Из предыстории разработки участка следует, что падение пластового давления, вызванного эксплуатацией разведочной скважины 541, до ввода в действие нагнетательного ряда привело:

а) к изменению геофизических параметров в пробуренных с 1959 по 1961 г. скважинах участка при низких значениях пластового давления, а значит, и заниженных как емкостных, так и фильтрационных параметрах пласта. Геологические запасы, подсчитанные по ним, не будут соответствовать реальным начальным запасам нефти на участке;

б) к растягиванию по протяженности фронта нагнетаемой воды в период с 1959 по 1963 гг. и необратимому снижению конечного коэффициента извлечения нефти из недр за счет последующего охлаждения отключившейся толщины

пласта в интервале от нагнетательного до первого эксплуатационного ряда  
север + II, : графурой  
пара : падения

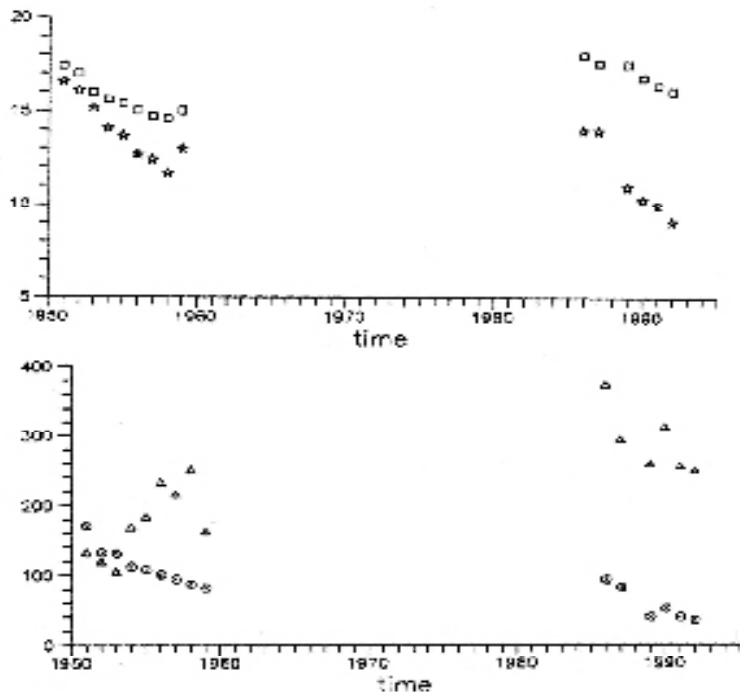


Рис. 4.1. Графики зависимости пластового (квадратики верхнего подрисунка) и забойного (звездочки верхнего подрисунка) давлений, суточного дебита (треугольники нижнего подрисунка) и коэффициента продуктивности (кружочки нижнего подрисунка) скважины 541 от времени эксплуатации.

#### 4. 2. Краткая история разработки участка

Эксплуатационное бурение рядов нагнетательных и эксплуатационных скважин велось в период с 1959 по 1961 гг.. Вначале на северной стороне участка, а затем на южной. В последующие годы при разработке не выдерживался ни принцип постоянных отборов, ни принцип постоянных давлений, вследствие чего

закачка и отбор, пластовое и забойное давления и, как следствие, коэффициенты  $\alpha$ , что

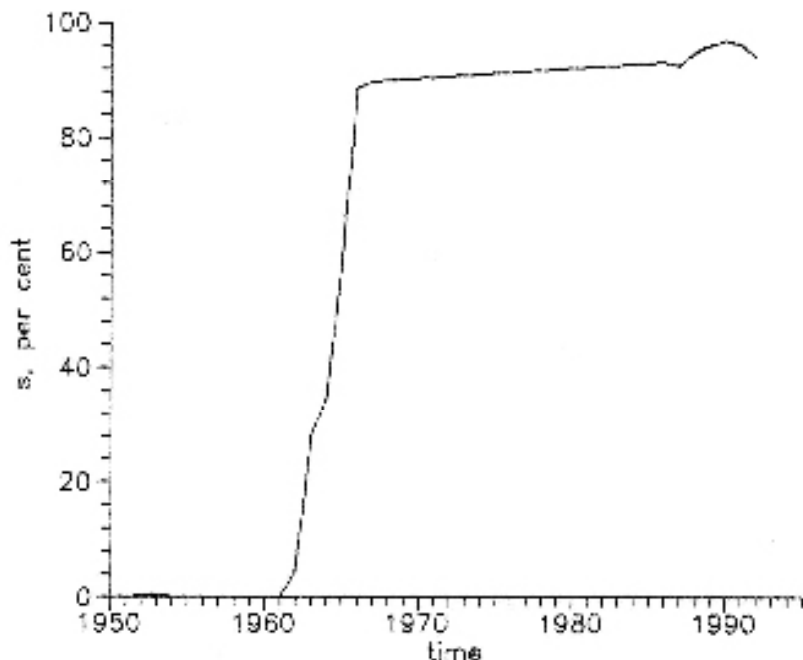


Рис. 4.2. Кривая роста обводненности продукции для скважины 541.

Карта продвижения фронтов закачиваемой воды по пластам от северного и южного нагнетательного рядов дана на рис. 4.3. Несмотря на хаотичность изменения отборов и давлений продвижение ФНВ шло довольно равномерно. На северной стороне нарушение плавного хода связано с плохим освоением скв.4362 и крайне малыми отборами из нее. На южной половине — с одновременным вводом нагнетательных скважин под закачку воды, растянутым с 1961 по 1967 годы.

После обводнения скважин первых и, частично, вторых рядов они были остановлены и ликвидированы. С 1973 г. скважины второго и третьего стягивающего ряда были переведены на механизированный способ добычи нефти, с 1974 г. проводилась циклическая закачка воды, с изменением по составу фильтрующейся по пласту жидкости. Прошедшее время эксплуатации можно разбить на три

периода примерно равной протяженности:

- 1) движение чистой нефти,
- 2) продвижение фронта закачиваемой холодной пресной воды,
- 3) закачка теплых сточных вод.

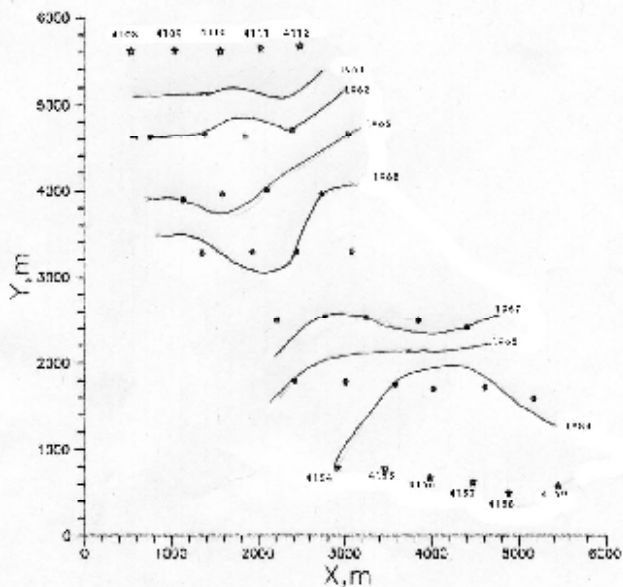
Они с неизбежностью сказались на фильтрационных характеристиках пласта.

В 1979 г. в районе скв. 4379 второго ряда северной стороны, для проведения опытов по мицеллярному заводнению, была разбурена пятиточечная ячейка из скв. 4379а, 9792, 9793, 9794, 9795 и одной контрольной скважины 23450. Анализ разработки этой ячейки дан в приложении.

В 1983 г. была составлена ТатНИПИ записка «Обоснование бурения дополнительных скважин в заводненной зоне на Центрально-Азнакаевской площади». По этому проекту, выполненному не полностью, на участке были дополнительно пробурены и введены в эксплуатацию добывающие скважины 23419, 23426, 23427, 23429, 23431. Одновременно был произведен пересчет начальных геологических запасов н

ное завыв-  
иста Б1-3  
0 тыс. т.

шение прс  
до значен  
до 13797



|          | $P$  | $M$   | $c$  | $Z$ | $T$  | $Z^T$ | $\delta$ | $F_p$ | $F_s$ |
|----------|------|-------|------|-----|------|-------|----------|-------|-------|
|          | 1    | 1     | 1    | 1   | 1    | 1     | 1        | 1     | 1     |
| 1        | =104 | 0.1+0 | 0.13 | 300 | 6.0  | 11.3  | 7.6      | 315.6 | 44.7  |
| 1        | =109 | 0.1+0 | 0.19 | 310 | 6.0  | 11.4  | 11.0     | 324.9 | 49.7  |
| 1        | =110 | 0.1+0 | 0.14 | 300 | 6.0  | 11.0  | 8.0      | 328.1 | 51.1  |
| 1        | =111 | 0.1+0 | 0.17 | =60 | 6.0  | 10.9  | 5.0      | 327.3 | 51.1  |
| 3        | =112 | 0.1+0 | 0.10 | =60 | 6.0  | 11.1  | 3.0      | 328.7 | 52.3  |
| 3        | =161 | 0.1+0 | 0.11 | 610 | 6.0  | =6.1  | 3.3      | 323.3 | =71.6 |
| T        | =1   | 0.1+0 | 0.19 | 3+3 | 6.0  | 11.1  | 8.0      | 311.6 | 61.1  |
| L        | =161 | 0.1+0 | 0.11 | =92 | 6.0  | 11.7  | 6.1      | 3+91  | =1.7  |
| 9        | =161 | 0.1+0 | 0.17 | 343 | 6.0  | 10.1  | 1.0      | 303.1 | 61.7  |
| D        | =161 | 0.1+0 | 0.17 | 663 | 6.0  | =6.1  | 7.1      | =13.0 | 73.1  |
| 11       | =171 | 0.1+0 | 0.17 | =13 | 10.1 | 11.1  | 7.1      | 315.6 | =93.9 |
| 11       | =179 | 0.1+0 | 0.21 | =10 | 10.1 | 11.6  | 7.1      | 340.6 | 21.0  |
| 11       | =180 | 0.1+0 | 0.20 | 310 | 10.1 | 10.9  | 8.0      | 326.1 | 61.3  |
| 11       | =181 | 0.1+0 | 0.20 | 713 | 10.1 | 10.1  | 6.0      | 319.3 | 70.6  |
| 13       | =196 | 0.1+0 | 0.17 | 3+3 | 10.1 | 11.1  | 7.6      | 666.9 | 66.0  |
| 13       | =197 | 0.1+0 | 0.17 | 333 | 10.1 | 11.1  | 9.0      | 619.1 | 110.1 |
| 17       | =198 | 0.1+0 | 0.17 | 363 | 10.1 | 10.3  | 9.0      | 63+1  | 7+1   |
| 18       | =199 | 0.1+0 | 0.17 | 393 | 10.1 | =1.7  | 6.1      | 619.1 | 31.1  |
| 19       | =19+ | 0.110 | 0.16 | 613 | 6.0  | 10.1  | 3.6      | =11.0 | 11.7  |
| 10       | =133 | 0.1+0 | 0.20 | 613 | 6.0  | 10.1  | =1       | 761.1 | 10+1  |
| 11       | =133 | 0.1+0 | 0.11 | 300 | 7.0  | 11.0  | 3.1      | =6.1  | =6.1  |
| 11       | =137 | 0.1+0 | 0.19 | =60 | 7.0  | 10.9  | 3.0      | =10.6 | 11.1  |
| 11       | =138 | 0.1+0 | 0.19 | =92 | 9.0  | =3.0  | 3.1      | 361.1 | 30.1  |
| 19       | =139 | 0.1+0 | 0.19 | 363 | 8.0  | =3.9  | 6.0      | 613.1 | 61.0  |
| 13       | =173 | 0.110 | 0.16 | 310 | 7.0  | =1.3  | =0       | 113.1 | 10.1  |
| 13       | =176 | 0.110 | 0.17 | 343 | 7.0  | =3.9  | 3.6      | 391.3 | =60.9 |
| 17       | =177 | 0.1+0 | 0.17 | 300 | 7.0  | 10.1  | 7.1      | 71+1  | 69.1  |
| 18       | =178 | 0.1+0 | 0.20 | 310 | 7.0  | =3.1  | 1.0      | 611.9 | 70.6  |
| 19       | =179 | 0.110 | 0.16 | 343 | 7.0  | =3.9  | 7.0      | 711.6 | 61.7  |
| 10       | =+0  | 0.110 | 0.16 | 310 | 7.0  | 11.6  | 3.6      | 136.6 | 7+0.1 |
| 11       | =18  | 0.1+0 | 0.21 | 310 | 7.0  | 11.1  | 1.1      | 901.9 | 10.6  |
| 11       | =17  | 0.1+0 | 0.20 | 333 | 7.0  | =1.6  | 10.1     | 109.0 | 91.7  |
| 11       | =178 | 0.110 | 0.11 | 310 | 7.0  | 10.1  | 6.0      | 393.1 | =79.1 |
| 19       | =179 | 0.110 | 0.20 | 360 | 7.0  | =1.7  | 7.6      | 664.1 | 301.3 |
| 13       | =110 | 0.110 | 0.16 | 610 | 6.0  | 11.1  | 6.0      | =68.1 | =01.1 |
| EQUATION |      | 0.113 | 0.11 |     |      | 11.1  | 7.0      |       |       |
| EQUATION |      |       |      |     |      | 11.1  |          | 110.1 | 196.1 |

11-10-1994

$$C = \text{constant value representing the cost of a unit of } x \text{ and } y$$

$\chi^2 = 10.10$  with 10 degrees of freedom for the chi-square distribution,  $p = 0.42$

$P$  = количество времени, затраченного на обработку информации, деленное на количество информации, переданной за это время.

$$K = \frac{1}{2} \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^2}}$$

$\mathbb{P} = \{p_1, p_2, \dots, p_n\}$  is a set of  $n$  points in the plane.

$$K = \text{caloric power of a macromonomer} + \text{power of a unit of polymer monomer}$$

$K = \text{constant}$  (independent of  $\omega$ )

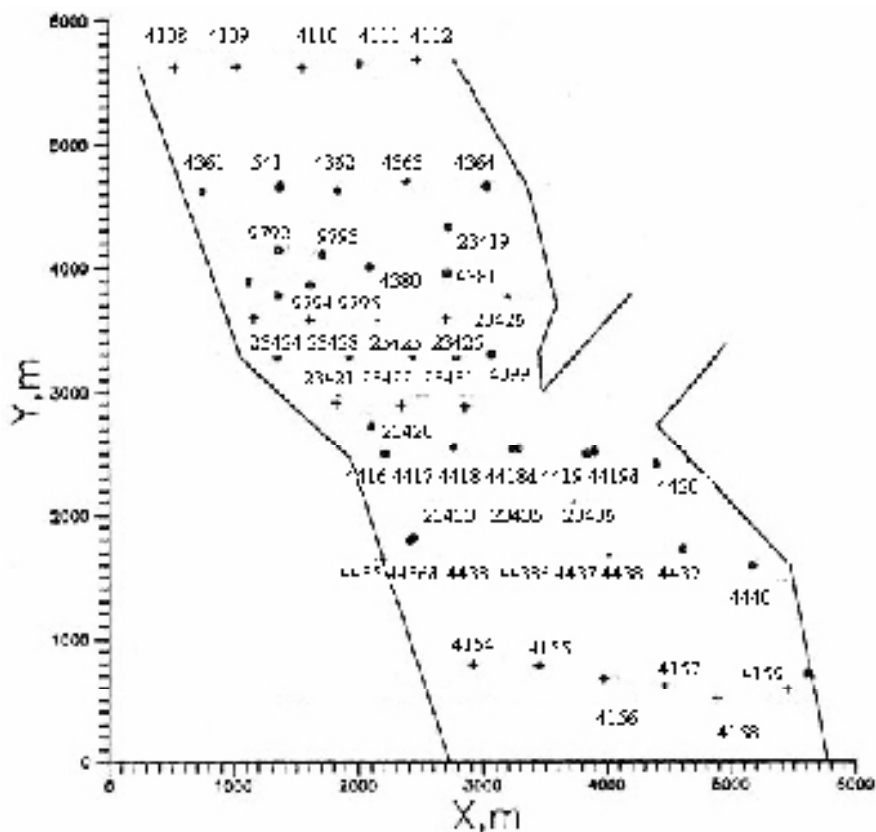


Рис. 4.4. Схема расположения скважин на 01.01.94.

тыс. т., т. е. на 1157 тыс. т. или почти на 10%. Данные этого пересчета приведены в таблице 4.1. Для удобства сопоставления площадь участка в обоих случаях оставалась одной и той же,

В 1991-1993 г.г. было проведено дополнительное бурение по технологической схеме довыработки пластов составленной учеными Казанского университета. По этому проекту на северной половине в третьем междурядье появились скв. 23424,

23428, 23423, 23425, во втором междурядье южной стороны — скважины 23433, 23435, 23436, а в третьем — 23421, 23422. Кроме того пробурены скважины-дублиеры 4435д, 4436д, 4418д, 4419д у ликвидированных скважин.

Схема размещения скважин на конец 1993 г. дана на рис. 4. 4.

## 5. ПЕРЕСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО ДАННЫМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА

### 5. 1. Связь фильтрационных и емкостных характеристик пласта-коллектора

Специально проведенные научные исследования и материалы предыдущих глав дифференциального анализа показывают, что как емкостные, так и фильтрационные характеристики пласта-коллектора не остаются неизменными в процессе эксплуатации. В зависимости от изменения внешних воздействий они варьируются в широких пределах почти обратимо для высокопроницаемых пластов и необратимо с повышением глинистости коллектора.

Данные предыстории участка на Центрально-Азнакаевской площади показывают, что до начала эксплуатационного бурения в 1959-61 гг. эта залежь с 1951 г. эксплуатировалась разведочной скважиной 541. Отбор за эти годы 330 тыс. т. нефти через эту скважину привел к падению пластового давления с первоначальных 17,5 МПа до 15,0 МПа, и пропорционально этому сжатию пласта по вертикали с уменьшением пористости и проницаемости. В связи с этим измерения геофизических параметров при эксплуатационном бурении проводились при посаженном пластовом давлении и давали заниженные характеристики. Они отражены при первоначальном подсчете запасов в таблице 1.2.

Определение потенциальных, невозмущенных коэффициентов продуктивности скважин, сделанные в предыдущих главах, позволяют разработать методику оценки по фильтрационным параметрам начальных емкостных характеристик пласта, используя цепочку корреляционных зависимостей: удельная продуктивность — проницаемость — пористость — насыщенность.

Узловым пунктом является привязка невозмущенного удельного коэффициента продуктивности с коэффициентом проницаемости пласта. Геофизические параметры для этого не годятся, они искажены. Более надежно опереться на данные анализа кернового материала. На данном участке с выносом керна были пробурены скважины 9792-9795, окружающие эксплуатационную скв. 4379 и ее дублера 4379а. В таблице 5.1 приведены результаты, полученные при исследовании керна этих скважин.

В последней строке даны усредненные значения, которые приписываются скважине 4379. К сожалению, определения на кернах, так же как и все остальные,

получаются усредненные измеренных параметров, в данном случае по толщине пласта, которые имеют довольно широкий разброс, связанный с неоднородностью

| №№ скважин | ж пористость % | К жд проницаемость | Σ насыщенность % |
|------------|----------------|--------------------|------------------|
| 4379а      | 20,9           | 926                | 90,2             |
| 9792       | 21,3           | 875                | 92,2             |
| 9793       | 22,8           | 1027               | 92,9             |
| 9794       | 21,0           | 952                | 90,8             |
| 9795       | 25,8           | 833                | 90,2             |
| среднее    | 22,4           | 923                | 91,3             |

На рис.5.1 приведен корреляционный график, связывающий значения коэффициентов удельной продуктивности скважин с коэффициентом проницаемости пласта-коллектора. Хорошо виден разброс значений. На этом графике двумя последними цифрами номера скважин в кружочке дана привязка фильтрационного параметра и его емкостного эквивалента для скважины 4379. Наклон прямой, определяющей линейную корреляцию между этими двумя величинами берется по общей закономерности расположения точек. Более надежный вариант, был бы в том случае, если бы имелись данные по керну для другой части участка с иными фильтрационными и емкостными параметрами.

По данным этого графика заполнены столбцы 2 и 3 таблицы 5.2, определяющей начальные запасы нефти на анализируемом участке.

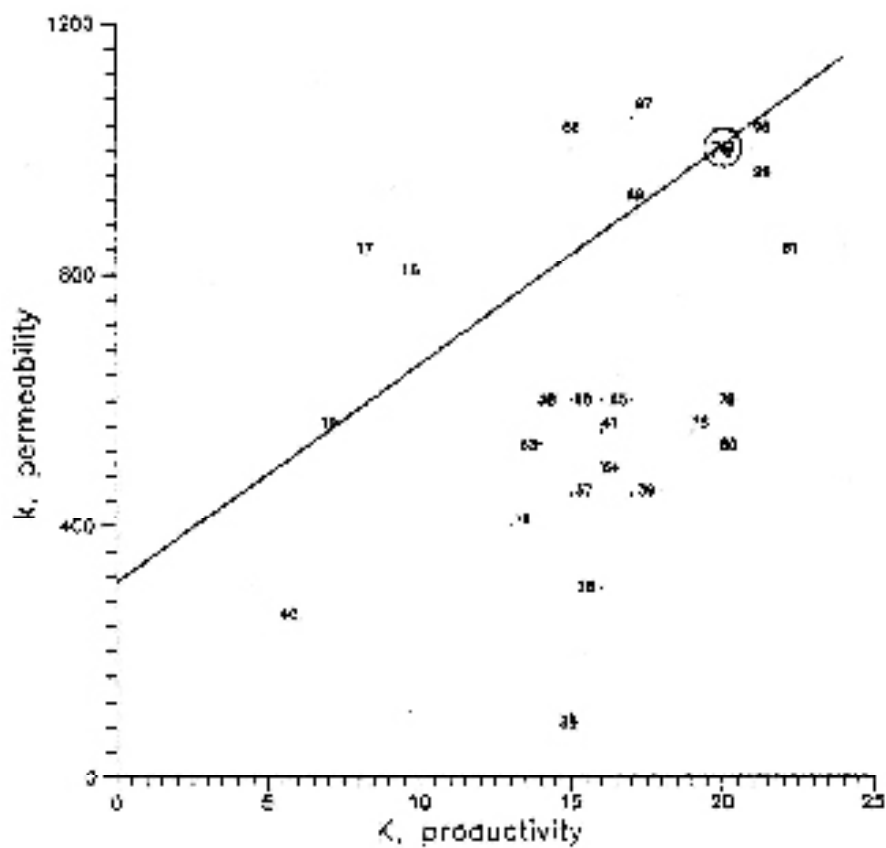


Рис. 5.1. Корреляционный график связи невозмущенного удельного коэффициента продуктивности скважин с коэффициентом проницаемости пласта, построенный по данным БКЗ.

**Дополнительные  
Средства учета в (на) группах объектов учета  
в программе «Агрос» 6.113**

Таблица 1.2

|          | <i>W</i> | <i>K<sub>дв</sub></i> | <i>Δ</i> | <i>W</i> | <i>Δ</i> | <i>W</i> | <i>Δ</i> | <i>W</i> | <i>Δ</i> | <i>W</i> | <i>Δ</i> |
|----------|----------|-----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| <i>J</i> | <i>J</i> | <i>J</i>              | <i>J</i> | <i>J</i> | <i>J</i> | <i>J</i> | <i>J</i> | <i>J</i> | <i>J</i> | <i>J</i> | <i>J</i> |
| 1        | =10L     | 1=1                   | 100      | 0.119    | 0.005    | 500      | 610      | 7.6      | 5=1.1    | =115.1   |          |
| 2        | =10L     | 1=0                   | 790      | 0.119    | 0.001    | 510      | 610      | 11.0     | 11.0     | 111.1    | 716.1    |
| 3        | =110     | 15.1                  | 110      | 0.110    | 0.005    | 500      | 610      | 8.0      | 510.1    | 510.5    |          |
| 4        | =111     | 15.1                  | 110      | 0.110    | 0.000    | 500      | 650      | 5.0      | 110.6    | 119.1    |          |
| 5        | =112     | 11.1                  | 110      | 0.111    | 0.005    | 500      | 610      | 9.0      | 610.1    | 510.1    |          |
| 6        | =161     | 10.0                  | 1000     | 0.113    | 0.010    | 610      | 610      | 5.3      | 551.1    | 510.3    |          |
| 7        | 5=1      | 16.0                  | 160      | 0.110    | 0.000    | 5=3      | 610      | 8.0      | 611.1    | 615.0    |          |
| 8        | =161     | 15.0                  | 110      | 0.110    | 0.001    | =93      | 610      | 5.1      | 510.1    | =610     |          |
| 9        | =161     | 1=0                   | 790      | 0.119    | 0.001    | 510.5    | 610      | 8.0      | 761.5    | 611.1    |          |
| 10       | =161     | 1=0                   | 790      | 0.119    | 0.001    | 625      | 610      | 1.1      | 191.5    | 1=0.1    |          |
| 11       | =111     | 10.0                  | 1000     | 0.113    | 0.010    | =13      | 700      | 7.1      | 561.5    | 510.1    |          |
| 12       | =119     | 10.0                  | 1000     | 0.113    | 0.010    | =10      | 700      | 7.1      | 561.5    | 511.1    |          |
| 13       | =110     | 10.0                  | 1000     | 0.113    | 0.010    | 510      | 700      | 8.0      | 730.1    | 705.1    |          |
| 14       | =111     | 11.0                  | 1010     | 0.111    | 0.000    | 715      | 700      | 5.0      | 711.1    | 713.1    |          |
| 15       | =165     | 10.0                  | 1000     | 0.113    | 0.010    | 5=3      | 700      | 7.6      | 611.1    | 6=0.3    |          |
| 16       | =191     | 11.0                  | 900      | 0.111    | 0.015    | 555      | 700      | 9.0      | 111.1    | 1=1.1    |          |
| 17       | =191     | 11.0                  | 900      | 0.111    | 0.015    | 565      | 700      | 9.0      | 115.1    | 755.6    |          |
| 18       | =190     | 11.0                  | 1010     | 0.113    | 0.015    | 595      | 700      | 6.1      | 609.1    | 515.1    |          |
| 19       | =15=     | 16.0                  | 150      | 0.111    | 0.000    | 515      | 610      | 5.6      | =55.0    | =09.5    |          |
| 20       | =155     | 11.0                  | 900      | 0.111    | 0.015    | 515      | 610      | 5.1      | 1=51     | 119.6    |          |
| 21       | =155     | 16.0                  | 150      | 0.111    | 0.000    | 500      | 7=0      | 5.1      | ===7     | =00.0    |          |
| 22       | =157     | 16.5                  | 110      | 0.111    | 0.001    | =60      | 710      | 5.0      | =15.1    | 115.6    |          |
| 23       | =151     | 15.0                  | 110      | 0.110    | 0.005    | =95      | 910      | 5.1      | 511.1    | =11.1    |          |
| 24       | =150     | 11.0                  | 900      | 0.111    | 0.015    | 565      | 110      | 5.0      | 551.1    | 510.1    |          |
| 25       | =15=     | 15.0                  | 110      | 0.110    | 0.005    | 510      | 750      | 5.0      | =00.1    | 151.1    |          |
| 26       | =16      | 15.0                  | 110      | 0.110    | 0.005    | 515      | 5.5      | 5.5      | 591.5    | 510.1    |          |
| 27       | =17      | 15.0                  | 110      | 0.110    | 0.005    | 500      | 715      | 7.1      | 70=1     | 610.1    |          |
| 28       | =111     | 15.0                  | 110      | 0.110    | 0.005    | 510      | 715      | 8.0      | 710.5    | 705.1    |          |
| 29       | =119     | 11.0                  | 900      | 0.111    | 0.015    | 515      | 715      | 7.0      | 711.1    | 711.1    |          |
| 30       | =100     | 1.0                   | =10      | 0.11=    | 0.115    | 510      | 510      | 5.6      | =01.1    | 111.1    |          |
| 31       | =16      | 10.0                  | 660      | 0.11=    | 0.110    | 510      | 750      | 8.1      | 1=1.1    | 701.9    |          |
| 32       | =17      | 10.0                  | 660      | 0.11=    | 0.110    | 555      | 750      | 10.1     | 951.0    | 791.9    |          |
| 33       | =11      | 11.0                  | 720      | 0.111    | 0.110    | 510      | 750      | 5.0      | 511.1    | 501.5    |          |
| 34       | =19      | 1.0                   | 550      | 0.119    | 0.110    | 550      | 750      | 7.5      | 615.6    | 551.1    |          |
| 35       | =10      | 1.0                   | =10      | 0.11=    | 0.115    | 610      | 610      | 6.0      | =11.1    | 110.1    |          |
| Примеч:  |          | 13.1                  | 111      | 0.110    | 0.101    |          |          | 7.0      |          |          |          |
| Примеч:  |          |                       |          |          |          |          |          |          | 115.1    | 192.6    |          |

*Δ* — коэффициент корректировки массы и массы и

*W* — масса массы массы и массы массы

*Δ* — масса массы корректировки массы и массы

*J* — масса массы массы массы массы массы массы массы массы массы

*J* — масса массы массы массы массы массы массы массы массы массы

*Δ* — масса массы массы массы массы

*K<sub>дв</sub>* — масса массы массы массы массы массы массы массы массы массы

*W* — масса массы массы массы массы массы массы массы массы массы

*Δ* — масса массы массы массы массы массы массы массы массы массы

## *5. 2. Корреляционные зависимости коэффициентов проницаемости, пористости и насыщенности пласта*

*Для связи коэффициента проницаемости пласта с его пористостью и насыщенностью используются статистические данные полученные при измерениях на кернах. Они дают представления о форме зависимости (линейная она или имеет более сложную форму).*

*На рис. 5.2 нанесены граничные линии зависимости проницаемости от пористости, полученные для многих тысяч образцов по всем месторождениям Татарии, полученные С. В. Ведениным в лаборатории Казанской геологической экспедиции. Ярко выражена нелинейная связь этих величин при очень широком разбросе значений. Снова опорной точкой в этой полосе значений служат усредненные кернавые данные по скважине 4379. Они отмечены точкой. От нее корреляционный график идет, повторяя границы области. По этой линии определены значения пористости для всех скважин участка. Они занесены в столбец 4 таблицы 5.2. Как видно, ни в одной скважине значения пористости не достигают величины в 0,24, принятой при пересчете запасов ТатНИПИ в 1983 г.*

*Значения начальной нефтенасыщенности пласта можно определить из корреляционных зависимостей насыщенности и пористости или насыщенности и проницаемости, построенных как и зависимость на рис. 5.1, по статистике измерений на кернавом материале.*

*Так как при данной методике проницаемость пласта первична по определению, то естественно при определении насыщенности пласта (столбец 5 в таблице 5.2) воспользоваться корреляционным графиком нефтенасыщенности от проницаемости. К тому же он более компактен и имеет более узкую полосу разброса.*

*На рис. 5.3. нанесены границы линейной зависимости, а опорная прямая получена из привязки к данным скважины 4379.*

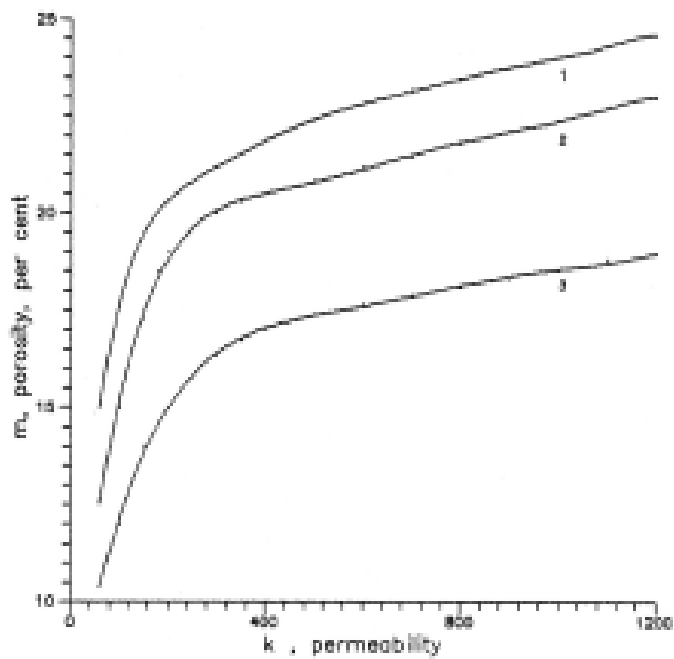


Рис. 5.2. Корреляционный график связи проницаемости пласта-коллектора с его пористостью по керновым измерениям.

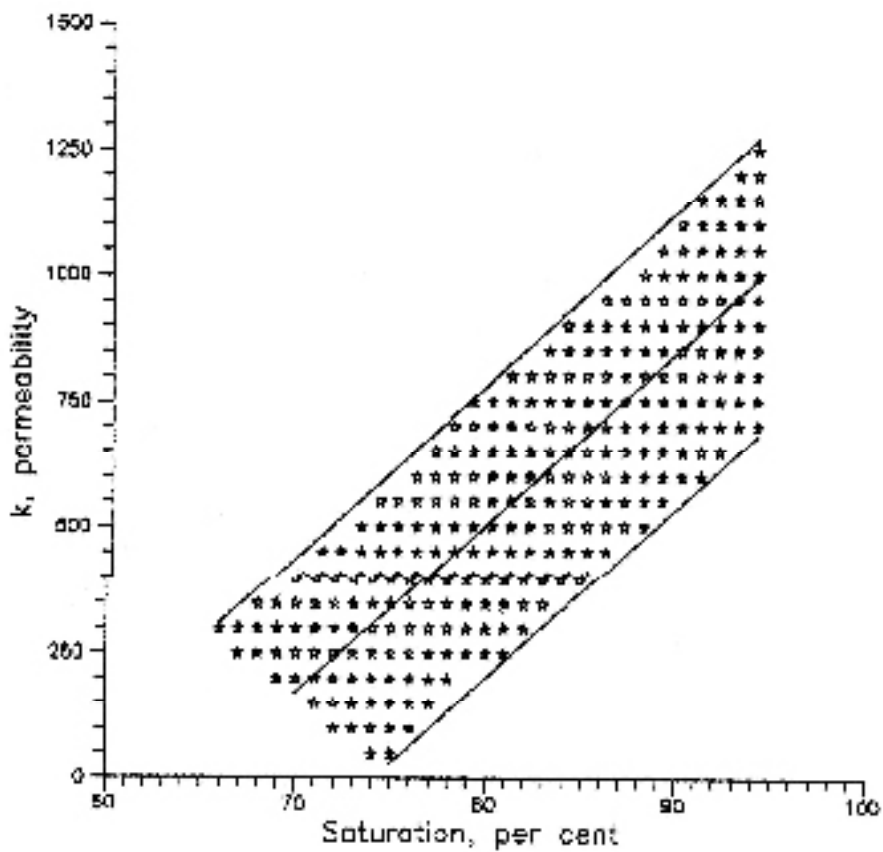


Рис. 5.3. Корреляционный график связи проницаемости пласта с его нефтенасыщенностью по керновым измерениям.

### *5. 3. Пересчитанные макальные запасы нефти на участке*

*В таблице 5.2. сведены все необходимые параметры подсчета начальных запасов по уточненным характеристикам для невозмущенного состояния пласта-коллектора, Как и в предыдущих подсчетах геометрически параметры пласта одни и те же, изменились лишь пористость и проницаемость.*

*По итоговым данным видно, что начальные запасы прежнего пересчета (таблица 4.1) почти совпадают с данными таблицы 5.2, но при совершенно ином распределении этих запасов по площади участка. Последнее очень важно при проведении дифференциального анализа состояния разработки месторождения по межскважинным интервалам и определению карты остаточной нефтенасыщенности. Такая карта ложится в основу составления технологической схемы доработки участка.*

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ К I ЧАСТИ ДГПА**

*В данном модернизированном варианте ДГПА более полно разработана методика определения по истории разработки начальных невозмущенных параметров скважин. Как следствие этого появилась возможность по фильтрационным характеристикам восстановить емкостные параметры пласта и проводить пересчет начальных геологических запасов нефти.*

*Вторая часть ДГПА — по определению остаточной нефтенасыщенности будет доработана и включена в «ТС» доработки участка, т. к. для нее нужны измерения фильтрационных параметров пласта методом фильтрационных волн давления при оптимальных условиях по пластовому давлению.*

1987

2.

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к технологической схеме довыработки заводненных коллекторов на опытном участке Центрально-Азнакаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения в Татарии

198

9 г.

### ВВЕДЕНИЕ

1. Комплексной группой ученых: физиков, химиков, механиков и математиков Казанского госуниверситета совместно с ПО “Татнефть” разработана технология оптимальной выработки продуктивных горизонтов с существенным повышением составляющей коэффициента нефтеизвлечения по охвату пластов выработкой. Общий принцип новой технологии гласит: “Любое месторождение должно разрабатываться с минимальным отклонением от начальных условий залегания нефтеносных пластов”.

2. Настоящая технологическая схема предназначена для опытно-промышленной проверки:

- а) Основных принципов новой технологии;
- б) Проверки автоматизированной системы контроля за выработкой пластов (АСК-ВП) и отработки рабочих режимов её эксплуатации;
- в) Степени приближения к реальным пластам квазитрехмерных моделей двухфазной фильтрации, используемых для численных расчетов на ЭВМ проектных показателей разработки;
- г) Экспериментального определения предельно достижимых значений КИН по новой технологии с оптимизацией лишь гидродинамического режима эксплуатации.

3. Технологическая схема состоит из 3-х томов и 6 книг.

I том — “Технология оптимальной выработки нефтяных пластов” содержит: одиннадцать принципов разработки, описание АСК-ВП с её теоретическим, методическим, приборно-техническим и математическим обеспечением, а также сведения о повышении квалификации кадров руководящих работников МНП на недельных КПК 1981-82 гг. и 1987-1988 гг. и их переподготовки на девятимесячном специальном факультете при КГУ по профилю “Управление нефтеотдачей пластов”, начиная с 1979 г.

II том — (книга I — текстовая часть и книга 2 — таблицы и рисунки) со-

ния выработки заводненных коллекторов. Исходным материалом для анализа служат:

а) данные геофизического каротажа необсаженных скважин после бурения; б) карточки по учету добываемой продукции по каждой скважине и число дней её работы в году; в) результаты ежеквартальных замеров пластовых и забойных давлений.

По этим материалам находятся среднегодовые значения для каждой скважины величины пластового и забойного давления, депрессии и репрессии на пласт, дебиты по нефти, воде и жидкости, обводненность продукции и продуктивность скважин по нефти, воде и жидкости. Зависимость продуктивности скважин от времени эксплуатации, пластового давления, величины депрессии, обводненности продукции позволяет найти условия эксплуатации, при которых продуктивность скважин имеет максимальное значение. Соотношение средних по времени продуктивностей скважин к их максимальным значениям дает степень отклонения условий разработки от оптимальных, достигнутых на практике.

Ортогональная к картам изобар сеть трубок тока позволяет разбить анализируемый участок на отдельные межскважинные интервалы, по которым объемным методом определяется безводный и текущий КИН, карта кратности промывки интервалов и остаточной нефтенасыщенности, а также получить график зависимости КИН от кратности промывки.

III том — (книга 1 — текстовая часть, книга 2 — таблицы и графики), книга 3 — дополнение к технологической схеме, т.е. составляет собственно технологическую схему для опытного участка, составленную согласно РД 39-0147035 - 207 - 86 совместно с институтом ТатНИПИнефть (том III, книга 3).

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ

Участок для опытно-промышленной проверки новой технологии выбран на Центрально-Азнакаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения, находящейся на поздней стадии разработки. Он представляет собой 2-х километровую полосу песчаника слитого пласта «аб<sub>1+2</sub>» девонского горизонта с выклиниванием с востока и запада в слабопроницаемые алевролиты. Пласт разбурен в 1959-1961 гг. по пятирядной схеме расположения скважин с плотностью сетки 38,5 га/скв. (550 x 700 м). Общая площадь участка между северным и южным нагнетательными рядами — 1204 га. Она включала в себя 11 нагнетательных и 24 эксплуатационных скважин. Средняя толщина пласта «аб<sub>1+2</sub>» — 7,2 м, пористость — 0,24, начальная нефтенасыщенность — 0,87. Балансовые запасы составили 13870 тыс. тонн при коэффициенте пересчета 1,305. Извлекаемые запасы — 9848 тыс. тонн при КИН = 0,71. На 1.01.88г. извлечено 8354 тыс. тонн. Достигнутый КИН = 0,602.

лючены из разработки первый и второй эксплуатационный ряды с северной стороны, первый и второй эксплуатационные ряды с южной стороны. Из первоначального фонда находится в эксплуатации центральный стягивающий ряд из четырех скважин и одна скважина второго ряда северной стороны. За счет прокачки более 3-х поровых объемов сильно охлаждены километровые междурядья, прилегающие к нагнетательным рядам.

В 1979 г. для опытно-промышленного испытания мицеллярного заводнения в районе второго эксплуатационного ряда с северной стороны была пробурена пятискважинная ячейка. В 1985 г. на участке вблизи стягивающего ряда были пробурены 6 скважин на уплотнение. На 1.01.88г. с участка 16-ю эксплуатационными скважинами добывается около 50 тыс. тонн нефти в год с обводненностью около 95 %.

## 2. ДАННЫЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ГЕОЛОГО - ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА

В течение тридцати лет разработки участка пластовое давление не оставалось постоянным, а изменялось в зоне отбора случайным образом в диапазоне от 14,2 до 21,0 МПа. Ещё больший диапазон наблюдался на линиях нагнетания. Депрессии на пласт в скважинах имели, как правило, тенденцию к увеличению со временем от 1,5-2,0 МПа в начале разработки при фонтанном способе эксплуатации, до 8,0 - 12 МПа к 1988 г. при форсированном отборе жидкости.

Коэффициент продуктивности скважин имеет сильную зависимость как от величины пластового давления, так и от депрессии на пласт. В среднем, эта зависимость составляет, примерно, 10 - 15 % на каждый 1 МПа. По данным анализа за 30 лет разработки максимальные значения коэффициента продуктивности имеют место для всех скважин при  $P_{пл} = 17,5 \text{ МПа} \pm 0,5$  и депрессиях в 1, 5 - 2,0 МПа.

График максимальных значений продуктивностей по скважинам участка от толщины пласта в них имеет линейный вид и указывает на высокую степень однородности пласта «аб<sub>1+2</sub>» по проницаемости.

Средний темп отбора жидкости за все время эксплуатации составляет 4 % годовых. Рассчитанный по значениям  $K_{max}$  при депрессии 2 МПа составляет 9 % в год. Таким образом, участок в среднем эксплуатировался на уровне 45 % от номинала.

Построение по ежегодным картам изобар трубок тока и их стабильность во времени позволили разбить участок на 26 блоков межскважинных интервалов и определить по ним:

б) текущий коэффициент извлечения нефти (ТКИН). Его значения лежат для блоков в пределах от 0,30 до 0,80. Средний — 0,6;

в) коэффициент кратности промывки интервалов (водо-нефтяной фактор) лежит в пределах от 0,5 до 3,5. Средний по междурядьям с севера на юг: 2,3-2,9-1,5-1,2-1,8-1,7. Средний по участку 1,9.

По данным анализа построена карта остаточной нефтенасыщенности; из которой видно, что наибольшее количество оставшейся нефти сосредоточено в третьем междурядье с северной стороны и втором, и третьем междурядьях с южной стороны участка. Зону наибольшей нефтенасыщенности можно выделить в виде центральной зоны со средней остаточной нефтенасыщенностью 0,52.

### 3. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ПОИСКОВЫЕ ВАРИАНТЫ ДОРАЗРАБОТКИ ОПЫТНОГО УЧАСТКА (том 3, книга 1 и 2)

В основу прогнозных расчетов добычи нефти с опытного участка положена изотермическая фильтрация в горизонтальном, изотропном, недеформированном пласте в рамках квазитрехмерной 2-х фазной модели Баклея – Леверетта при линейной форме кривых фазовых проницаемостей. Задача решается на ЭВМ численным образом на сетке  $70 \times 70$  м методом постоянных дебитов с ограничением на величины пластовых и забойных давлений  $15,5 \leq P_{пл} \leq 17,2$  МПа и  $17,8 \leq P_{пл} \leq 19,5$  МПа,  $D P \leq 2,0$  МПа, требуемых новой технологией, т. е. значениях, близких к оптимальным.

Общая площадь участка в 1204 га разбивается на три зоны: А — центральная часть площадью в 280 га, Б — две полосы шириной по 350 м с севера и юга от центральной части и В — оставшаяся часть участка, прилегающая к нагнетательным рядам и затронутая за 30 лет эксплуатации охлаждением от закачки в пласт холодной воды со среднегодовой температурой + 11,5 °С.

Численные значения исходных параметров моделей пласта для расчета приведены в табл. 1.

Рассматриваются три группы вариантов: в I-ой вариант 1А представляет собой историю разработки участка со всеми её особенностями эксплуатации по существующей технологии за период до 1988 года. За 29 лет из него добыто 8354 тыс. тонн нефти. Достигнут КИН = 0,60. Общие затраты составили 81233,0 тыс. руб. при средней себестоимости 9,68 р/т. Прогноз разработки оставшимся на 1.01.88 г. фондом скважин, дан в варианте I Б на срок в 20 лет, до 2007 года. За этот период будет добыто ещё 894 тыс. тонн нефти. Будет достигнут КИН = 0,657. Дополнительные затраты составят 19279,6 тыс. руб. при средней за эти

тором эксплуатация опытного участка с самого начала его разработки рассчитана по правилам новой технологии с учетом оптимальных режимов, полученных при проведении дифференциального геолого-промыслового анализа состояния разработки данного участка. По данным анализа принято, что удельная продуктивность скважин на 1 м толщины в оптимальном режиме при  $P_{пл} = P_o = 17,5$  МПа и депрессии  $P = 0,2$  МПа равна  $K_o = 0,1$  м/с МПа, что при средней толщине пласта = 7,2 м дает средний дебит эксплуатационной скважины  $q = 144$  т/с. По данным анализа безводный КИН достигал при благоприятных условиях значение 0,70, чего вполне достаточно для получения запланированного КИН = 0,7 без добычи воды, только за безводный период эксплуатации участка. Срок полной выработки пласта оказался равным всего 22 годам. Добыча за это время составит 9896 тыс. т. КИН = 0,71. Общие затраты — 65423,4 тыс. руб. при средней себестоимости добычи нефти 6,61 р/т. Сопоставление с вариантом IА +Б дает экономию практически только из-за уменьшения эксплуатационных затрат в 35089,2 тыс. р.

Вторая группа вариантов посвящена вариациям прогнозной довыработки пласта в его центральной части зоны А, где сосредоточены к 1988г. основные остаточные запасы нефти. Сравнивается рядная схема расстановки дополнительных скважин (вариант III) с площадной системой (вариант IV). V и VI варианты сделаны с учетом не средних, а распределенных по площади участка толщин пластов и остаточной нефтенасыщенности и использованием элементов управления разработкой с минимизацией дополнительно добываемой воды и других параметров. Это иллюстрация возможностей расчета с помощью наиболее совершенного в настоящее время пакета прикладных программ для ЭВМ, разработанного в физико-техническом институте КФАН СССР.

Третья группа содержит сопоставление варианта IБ с наиболее оптимальным VII вариантом. По этому VII варианту в отличие от IБ предусматривается бурение 12 дополнительных скважин и частичная ликвидация старого фонда добывающих скважин. Если в варианте IБ всего в работе 26 скважин, из них 16 эксплуатационных и 10 нагнетательных, то в варианте VII всего работающих скважин — 41, из них 21 эксплуатационная и 20 нагнетательных. Это минимальное число дополнительных скважин, которое необходимо для контроля и управления разработкой участка и получения предельных значений КИН, достигаемых за счет оптимизации только гидродинамического режима его выработки.

В обоих сопоставимых вариантах срок доработки 20 лет. Достижимый КИН один и тот же — 0,71. Начальные условия также одинаковы. Разница только в плотности сетки скважины, за счет чего увеличен темп выработки и дополнительно добывается 179,6 тыс. тонн нефти.

Общие расходы по VII варианту выше, чем по IБ за счет бурения и обустройства 12 новых скважин.

Таблица 1

| Dokumentation |    | Daten |   |   |   |   |   |   |   |   |    |
|---------------|----|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|
|               |    | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1             | 1  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 2             | 2  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 3             | 3  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 4             | 4  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 5             | 5  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 6             | 6  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 7             | 7  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 8             | 8  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 9             | 9  | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 10            | 10 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 11            | 11 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 12            | 12 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 13            | 13 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 14            | 14 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 15            | 15 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 16            | 16 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 17            | 17 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 18            | 18 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 19            | 19 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 20            | 20 | 1     | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |

#### 4. РАБОЧИЕ ВАРИАНТЫ ДОРАЗРАБОТКИ ОПЫТНОГО УЧАСТКА

Три рабочих варианта, удовлетворяющих требованию единых предпроектных показателей, приведены в “Дополнении к технологической схеме”, том 3, книга 3, таблица 2.

Первый представляет собой прогнозный расчет добычи нефти по существующей технологии и имеющимся в наличии фондом скважин в 16 эксплуатационных и 11 нагнетательных. Срок доразработки 1988-2033 г.г. Добыча нефти 1024 тыс. тонн, газа 54,9 млн м<sup>3</sup>, КИН = 0,676. Себестоимость добычи нефти и газа 40,39 руб/т. Денежная оценка народно-хозяйственного эффекта 26, 982 млн. руб.

Второй — предусматривает бурение дополнительно 12 скважин: 7 нагнетательных, две скважины-дублеры и 3 резервные, и частичную ликвидацию старого фонда. Эксплуатация за срок 1988 - 2034 г.г. ведется фондом в 21 эксплуатационную скважину и 20 нагнетательных. Добыча нефти 1206 тыс. т, газа 64,64 млн. куб. м, КИН = 0,689. Себестоимость добычи нефти и газа 42,86 руб/т. Денежная оценка народнохозяйственного эффекта 27, 423 млн. руб.

Третий — под номером 7 при наличии фонда скважин 21 эксплуатационных и 20 нагнетательных за срок 1988-2048 г.г. с использованием новой технологии и АСК-ВП предусматривает добычу нефти 1529 тыс. т. Газ 81,98 млн. м<sup>3</sup>, КИН = 0,713. Себестоимость нефти и газа 40,38 руб/т. Денежная оценка н/х эффекта 37,842 млн руб.

В третьем (седьмом) варианте предусмотрено различие толщин пласта по площади участка, дифференциальное распределение остаточной нефтенасыщенности согласно данным дифференциального геологопромыслового анализа и управления разработкой с целью максимизации добычи нефти при минимальной обводненности продукции.

Технико-экономический анализ проектных решений показывает, что при реализации на практике третьего (седьмого) варианта с использованием новой технологии и АСК-ВП будет дополнительно добыто 323 тыс.т. нефти, что полностью оправдывает капитальные и текущие затраты и дает значительный народно-хозяйственный эффект.

Таблица 2

| №№ | Наименование             | Размерность | 4     | 5     | 6       |
|----|--------------------------|-------------|-------|-------|---------|
| 1  | 2                        | 3           | 4     | 5     | 6       |
| 1  | Зона учета               |             | A+B+B | A+B+B | A+B+B   |
| 2  | По мере учета            | мл          | 12040 | 12040 | 12040   |
| 3  | Число спелых зерен в 1 г | мл          | 11    | 20    | 20      |
| 4  | Число спелых зерен в 1 г | мл          | 11    | 21    | 21      |
| 5  | Число зерен              | г           | 7,2   | 7,2   | 4 ÷ 11  |
| 6  | Продукция                | г/мл        | 0,24  | 0,24  | 0,24    |
| 7  | Продукция                | мл/г        | 0,9   | 0,9   | 0,9     |
| 8  | Результат анализа        | мл/г        | 0,1   | 0,1   | 0,1     |
| 9  | Среднее значение         | г           | 3     | 3     | 3       |
| 10 | Видеосъемка              | г/мл        | 0,42  | 0,42  | 0,1-0,9 |
| 11 | Видеосъемка              | г/мл        | 0,21  | 0,21  | 0,21    |
| 12 | Число зерен в 1 г        | мл          | 3,50  | 3,50  | 3,50    |
| 13 | Видеосъемка              | г/мл        | 2033  | 2034  | 2048    |
| 14 | Видеосъемка              | г/мл        | 1988  | 1988  | 1988    |
| 15 | Видеосъемка              | г/мл        | 551,6 | 551,6 | 551,6   |
| 16 | Видеосъемка              | г/мл        | 120,6 | 120,6 | 120,6   |
| 17 | Видеосъемка              | г/мл        | 0,1   | 0,1   | 0,1     |
| 18 | Видеосъемка              | г/мл        | 8034  | 8034  | 8034    |

Таблица 3

| №№ | Объём работ | Закупочная | Средства |      |      |      |      |
|----|-------------|------------|----------|------|------|------|------|
|    |             |            | 1        | 2    | 3    | 4    | 5    |
|    |             |            | 1        | 2    | 3    | 4    | 5    |
| 1  | 3           | 1          | 4        | 5    | 6    | 7    | 8    |
| 1  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 3  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 4  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 5  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 6  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 7  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 8  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 9  | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 10 | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 11 | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 12 | Получение   | 1000       | 1000     | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

*Нефтяная промышленность страны вступает в конце XX века в такой период своего развития, когда основные запасы нефти в недрах уже разведаны и эти месторождения находятся в эксплуатации. В связи с этим центр тяжести в прогнозном обеспечении страны сырьем должен сместиться в сторону запасов, оставшихся в заводненных коллекторах, выработанных с низким значением КИН. Для довыработки этой нефти, объемы которой сопоставимы с теми, что уже извлечены из недр земли и служит предлагаемая технология оптимизации выработки пласта. Она уже прошла два этапа своего развития. На первом — основные принципы были сформулированы на основе многолетних, прецизионных промысловых исследований, проведенных комплексной группой ученых КГУ при содействии ПО “Татнефть”. На втором — выведены из анализа производственной практики НГДУ “Азнакаевнефть” (см. приложение II) на Ромашикинском месторождении и подтверждены в дипломных работах выпускников спецфака при КГУ для десятка других месторождений Союза.*

*Утверждение данной “ТС” и её реализация будет третьим этапом. Его необходимо всемерно ускорить, чтобы на заключительном четвертом этапе технология вошла в широкую производственную практику.*

## СПРАВКА

к докладной записке в ЦК КПСС и СМ СССР "Новая технология оптимальной выработки нефтяного пласта"

Принятая в послевоенные годы технология добычи нефти путем законтурного и внутриконтурного заводнения пластов дала качественный скачок, позволив вдвое с 0,2 до 0,5 поднять коэффициент извлечения нефти из недр (КИН). Научное исследование, проведенное Казанским университетом за период с 1960 по 1990 гг., позволило выявить серьезные недоработки этой технологии и установить целый ряд новых явлений, связанных с процессом вытеснения нефти водой. Выяснилось, что чем больше внешнее воздействие на пласт, тем ниже его КИН из-за возникающей при этом деформации скелета продуктивного коллектора и изменения фильтрационных параметров пласта. Стал очевидным и основной тезис новой, более совершенной технологии рациональной разработки нефтяных месторождений, который гласит: "Чем меньше отклонения текущих параметров эксплуатации залежи от начальных условий залегания пласта, тем выше КИН и ниже издержки производства".

### 1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ТЕХНОЛОГИИ ОПТИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА

1. Месторождение, подлежащее разработке, должно быть разбито на такие объекты, технологический процесс выработки которых можно контролировать, и этим процессом управлять.

2. Пластовое давление в процессе разработки должно поддерживаться строго на уровне, при котором коэффициент гидропроводности пласта имеет максимальное значение. Как правило, это давление близко к начальному гидростатическому (в виде компромисса допустимо небольшое, в десятые доли МПа, превышение этого значения для обеспечения работы скважин переливом при сильной обводненности продукции).

3. Депрессия и репрессия выбираются, как компромисс между требованиями плановой добычи нефти и снижения КИН. Они также не должны превышать критического значения:

$$\Delta P_p = \pm (P_n - P_{заб}) = \frac{q_p}{K} \quad q_p = V_o 2\pi R_o h$$

где  $V_o$  — скорость распространения возмущения в пласте, лежащая, как правило, в диапазоне  $\sim 0,01 - 0,1$  м/с,  $R$  — радиус.

4. Число нагнетательных скважин должно быть равно или превышать число эксплуатационных скважин.

5. Радиус скважин в интервале продуктивного пласта должен иметь максимально возможное значение, во много раз превышающее диаметр скважины по долоту.

6. Способ эксплуатации скважин фонтанный (переливом) на весь период разработки месторождения.

7. Разработка ведется либо в режиме постоянных дебитов, либо в режиме постоянных давлений.

8. Заводнение пластов производится водой, химический состав которой идентичен катионному составу собственной реликтовой воды данного пласта.

9. Температура закачиваемой воды должна быть не ниже начальной температуры разрабатываемого объекта.

10. Контроль за разработкой осуществляется путем введения переменной составляющей в дебите нагнетательных скважин. При этом распространяющиеся по пласту фильтрационные волны давления несут на себе всю полную необходимой информации.

## II. ОРУДИЯ, СРЕДСТВА ПРОИЗВОДСТВА И КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

Для контроля и управления выработкой пластов разработана под научным и методическим руководством КГУ и выпущена Казанским НПО “Нефтепромавтоматика” автоматизированная система контроля за выработкой пласта с встроенной ЭВМ СМ -1810.

Теоретическое обеспечение ее основано на семи новых моделях фильтрации, учитывающих конечную скорость распространения возмущения в пласте, релаксационный закон фильтрации и релаксационно-сжимаемую среду.

Методическое обеспечение включает в себя получение фильтрационных параметров призабойной зоны пласта путем частотного самопрослушивания и параметров межскважинных интервалов методом фильтрационных волн давления.

Приборно-техническое обеспечение включает в себя систему дистанционных датчиков давления и дебита на устьях скважин. Терминал работает в режиме реального времени, опрашивает датчики скважины, регистрирует сигналы, обрабатывает поступившую информацию и выдает данные для управления разработкой.

Математическое обеспечение состоит из пакета прикладных программ,

ных пластов с переменной толщиной и проницаемостью, данные АКС-ВП обрабатываются на более мощных ЭВМ типа ЕС-1046).

### *III. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

Учитывая, что основные запасы нефти заключены в заводненных пластах, выработанных по старой технологии месторождений, создана методика «дифференциального геолого-промыслового анализа заводнения коллекторов». Она позволяет по данным истории разработки установить оптимальные условия работы каждой скважины, построить карту остаточной нефтенасыщенности с разбивкой по каждому межскважинному интервалу и определить оптимальный темп дальнейшей разработки месторождения, который, как правило, в 1, 5- 2,0 раза превышает существующий.

### *IV. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ*

Предлагаемая методика проектирования разработки и доработки нефтяных месторождений основана на расчетах прогнозной добычи с помощью сеточной модели квазитрехмерной фильтрации на больших ЭВМ. Разработанный пакет прикладных программ учитывает схему расположения скважин на объекте. Толщины и нефтенасыщенность пласта, задаваемые в точках расположения скважин, интерполируются на узлы сетки с помощью сплайнов. Заложена зависимость толщины пласта от давления, и фазовые проницаемости определяются для данного пласта по промысловым кривым обводнения скважин. Учтен в программах и открытый в научных экспериментах и подтвержденный на практике новый механизм фильтрационного сопротивления пласта, а именно слабой зависимости коэффициента продуктивности скважин от вязкости флюида, до 25 МПа/с.

Единственно остающаяся пока неопределенной при проектировании величина остаточной нефтенасыщенности пласта дается набором из нескольких (4-5) наиболее вероятных значений.

### *V. ЭКОНОМИКА НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ*

Дополнительные капвложения и текущие расходы связаны с необходимостью разукрупнения объектов разработки и перевода части скважин эксплуатационного фонда в нагнетательные.

*Выигрыш в затратах связан с ликвидацией мехфонда (насосы, кабель, ЛСП, трансформаторы, цеха по ремонту насосов, сокращение бригад подземного ремонта, многократное уменьшение расхода электроэнергии, в том числе и за счет КНС).*

*Доход поступает от увеличения темпов добычи нефти и, главное, от заметного, на 10-15 %, повышения доли извлекаемых запасов, по сравнению с утвержденными ГКЗ и достигаемыми по старой технологии.*

## *VI. КАДРЫ ДЛЯ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ*

*Основные контуры технологии оптимальной выработки нефтяного пласта были определены в семидесятых годах. Для овладения ею при Казанском университете, сначала по его инициативе, а в 1976 г. по Постановлению ЦК и СМ СССР от 23.10.1976 г. за № 1300, открыт и работает девятимесячный специальный факультет «Управление нефтеотдачей пластов» по переподготовке специалистов предприятий Министерства нефтяной и газовой промышленности. За 10 лет переподготовлено около 200 человек для всех регионов страны.*

*В 1981 и 1987 гг. при КГУ были проведены недельные курсы повышения квалификации руководящего состава предприятий Министерства нефтяной и газовой промышленности. Через них прошло около 300 человек.*





# Вклад электромагнитных взаимодействий в значении коэффициента фильтрации

## Введение

*Разрабатываемая физико-динамическая модель пласта кроме обычного механического трения, природа которого пока остается неизвестной на «микроскопическом уровне» должна учитывать и другие виды взаимодействия движущегося флюида с пористым скелетом пласта. Среди них особое место занимают электромагнитные взаимодействия, если вытеснение нефти производится водой.*

*При фильтрации нефти её диэлектрическая постоянная и электропроводность мало отличаются от аналогичных свойств коллектора и вклад электромагнитных взаимодействий незначителен. Закачка в нефтенасыщенный пласт воды в корне меняет обстановку. Фильтрационные характеристики пласта в этом случае ухудшаются и начинают сильно зависеть от количества солей, растворенных в воде.*

## **Промысловые данные о несовершенстве механической модели пласта, учитывающей в коэффициенте фильтрации, а следственно, и в проводимости пласта лишь его проницаемость и вязкость пластового флюида**

*Геолого-промысловый анализ истории разработки нефтяных месторождений с внутриконтурным заводнением показывает, что изменение коэффициента продуктивности эксплуатационных скважин при их обводнении слабо или совсем не зависит от вязкости флюида. В качестве типичного примера на рис.3.1 приведены кривые поведения коэффициента продуктивности как по нефти и воде, так и их суммарного значения в зависимости от степени обводненности добываемой продукции. Данная скважина 4399 эксплуатирует пласт  $d_3$  горизонта Д<sub>1</sub> на Азнакаевской площади Ромашинского месторождения. Отношение вязкости нефти и воды в этом пласте равно 3,3 и должно проходить вытеснение более вязкой жидкости менее вязкой. На практике это должно приводить к росту продуктивности скважины по мере продвижения фронта нагнетаемой вода по радиусу воронки депрессии данной скважины так же в 3,3 раза!*

*Как видно из рис.3.1 такой зависимости не наблюдается. Наблюдается небольшой прогиб кривых в диапазоне от 40 % до 60 % обводненности, связанного либо с формой кривых фазовых проницаемостей по нефти и воде, либо с общеизвестным фактом образования стойкой эмульсии девонской нефти с водой в этом*

диапазоне концентрации.

*При высоких значениях обводненности, согласно механической модели пласта значение продуктивности должно возрасти и при полном обводнении данного соотношения вязкостей быть в несколько раз выше начального. Ход реальных кривых при высокой обводненности прямо противоположно, вместо роста наблюдается падение продуктивности.*

*Сходный вид имеют кривые изменения коэффициента продуктивности для скважин, добывающих нефть с ещё большим соотношением вязкости нефти и воды. Говоря о наличии какого-то дополнительного механизма увеличения фильтрационного сопротивления пласта, по мере продвижения по нему закачиваемой воды и связано, естественно, со свойствами вода в пласте.*

## **Разработка метода определения реального соотношения эффективных вязкостей нефти и воды в пористой среде**

*Во втором разделе данного отчета дано краткое описание квазитрёхмерной сеточной модели для расчета на ЭВМ течения 2-х фазного флюида в неоднородных пластах при разной схеме расстановки скважин. Как один из результатов может быть рассчитана и кривая обводненности каждой скважины. Если сопоставить расчетные кривые для приведенной выше скважины 4399 Азнакаевской площади при соотношении вязкостей нефти и воды равному 3,3 с реальной полученной на практике, то они сильно отличаются друг от друга. Чтобы кривые совпали, надо в данном конкретном случае заложить в расчет на модели соотношение вязкости, равное 0,3, т.е. допустить, что вязкость воды в пластовых условиях выше почти на порядок величины по сравнению с вязкостью в свободном объеме без пористой среды.*

*Таким образом, по реальным кривым обводненности скважин однопластовых объектов можно определить величину эффективной вязкости воды в пористой среде, если считать вязкость нефти известной. Метод дает возможность фактически определить лишь отношение вязкостей.*

## **Теоретический расчет эффективной вязкости воды в пористой среде**

*Движение флюида в пласте под действием градиента давления приводит к появлению дополнительных эффектов, таких как электросмос — течение жидкости под действием градиента электрического потенциала  $Dj$ . Это явление может проявляться как в чистом виде, так и сопутствовать фильтрационному переносу, приводя к появлению при напорном течении градиентов концентрации.*

электрического поля и температуры. Поэтому теоретически задачи массосбмена в пористых средах должны решаться с учетом одновременного действия всех перечисленных выше градиентов. Следовательно, необходимо учитывать не только массовые потоки отдельных компонент раствора, но и потоки энергии и электрического заряда. В приближении малые скорости массопереноса, что и имеет обычно место в случае тонкопористых тел, решение можно вести на основе термодинамики необратимых процессов в (ТНП).

При небольших отклонениях от равновесия можно использовать введенное Онсагером предположение о линейной связи между потоками и соответствующими градиентами. За исключением химических реакций, область, где выполняется это предположение, оказывается достаточно широкой. Применительно к массообменным процессам в пористых средах, полностью заполненных жидкостью, соответствующая система уравнений линейной ТНП для бинарных растворов имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} q &= a_{11} \nabla P + a_{12} \nabla j + a_{13} \nabla T \\ J &= a_{21} \nabla P + a_{22} \nabla j + a_{23} \nabla T \end{aligned}$$

Здесь  $q$  — поток растворителя,

$J$  — электрический ток в пористом теле.

Феноменологические коэффициенты  $a_{ij}$  учиняются соотношениям симметрии Онсагера  $a_{ij} = a_{ji}$ , устанавливающим связь между перекрестными эффектами.

Так, коэффициент  $a_{12}$  характеризует скорость электроосмоса, а коэффициент  $a_{21}$  — ток течения в пористом теле.

Соотношения симметрии являются следствием инвариантности уравнений движения по отношению к обращению времени и гипотезы о рассасывании флуктуации по макроскопическим законом.

Симметричные коэффициенты  $a_{ij}$  характеризуют прямые эффекты: фильтрацию ( $a_{11}$ ), диффузию растворенного вещества ( $a_{12}$ ), электропроводность ( $a_{22}$ ). Уравнения ТНП не определяют величины кинетических коэффициентов  $a_{ij}$ . Явные выражения для них можно получить только в рамках молекулярно кинетического подхода. В данной работе будут найдены выражения для феноменологических коэффициентов на основе уравнений микрогидродинамики и теории дальнодействующих поверхностных сил применительно к различным моделям пористой структуры. Это рассмотрение будет касаться основных, практически важных, процессов массопереноса.

## Электроосмотическое течение

Теоретическим и экспериментальным исследованиям электрокинетических явлений посвящен ряд специальных монографий, поэтому это явление будет рассмотрено здесь более узко, т.е. применительно к массообменным процессам в тонкопористых телах. Для разбавленных растворов электролита система уравнений (3.1) сводится в отсутствии термических эффектов, т.е. изотермической фильтрации, к следующему виду:

$$q = a_{\text{д}} \dot{I}OP + a_{\text{з}} \dot{I}Q \quad (3.2)$$

$$J = a_{\text{з}} \dot{I}OP + a_{\text{з}} \dot{I}Q \quad (3.3)$$

Обычным приемом, используемым для нахождения перекрестных коэффициентов, является расчет потока соответствующей субстанции (массы, заряда, энергии и т.д.) под действием градиента давления, для него используются гидродинамические решения (закон Дарси). В данном случае, для взаимосвязанных потоков растворителя и электрического тока следует найти скорость переноса заряда конвективным потоком (в отсутствии электрического поля) или ток течения:

$$J_{\text{ГЮФУ}} = a_{\text{з}} \dot{I}OP \quad (3.4)$$

Для применения уравнений гидродинамики необходимо задаться некоторой моделью пористого пространства. Наиболее простое решение получается для прямых капилляров цилиндрической формы (межпоровые каналы).

Согласно классической формуле Пуазейля, скорость потока жидкости в капилляре определяется формулой:

$$V(R) = -\frac{\dot{I}OP}{m} (R_o^2 - R^2) \quad (3.5)$$

где  $R_o$  — радиус капилляра,  $m$  — вязкость

Тогда ток течения можно записать в следующем виде:

$$J = \int_0^{R_o} dRV(R) \cdot r(R) \quad (3.6)$$

$r(R)$

где — плотность объемного заряда, обусловленная наличием электролита.

$r(R)$

Распределение объемного заряда может быть найдено из решения уравнения Пуассона и имеет вид:

$$r(R) = \frac{j_0}{R_D^2} \cdot \frac{e_0 e I_0 \left( \frac{R}{R_D} \right)}{I_0 \left( \frac{R_0}{R_D} \right)}$$

(3.7)

Здесь —  $j_0$  потенциал Штерна,

$I$  — функция Бесселя,

$e$  — диэлектрическая проницаемость,

$R_D$  — радиус экранирования Дебая.

Если  $R_0 > R_D$ , что бывает в подавляющем большинстве случаев, выражение для тока  $J$  может быть получено в аналитическом виде:

$$J = \frac{e_0 j_0}{m} \cdot \dots$$

(3.8)

Сравнение (3.8) с (3.4) дает выражение для феноменологического коэффициента  $a_3$ :

$$a_3 = - \frac{e_0 j_0}{m}$$

(3.9)

Из выражений (3.2) и (3.3) видно, что возникающий при напорном течение раствора потенциал течения вызывает встречный, тормозящий фильтрацию электроосмотический поток. Это явление носит название электровязкости и часто воспринимается как кажущееся повышение вязкости фильтрующейся жидкости. Действительно, комбинируя (3.2), (3.3), имеем:

$$q = -a_{\text{II}} \dot{Q} V_m \left( 1 - \frac{a_3^2}{a_1 a_3 V_m} \right)$$

(3.10)

где (3.2), (3.3) приведены к стандартному виду путем введения молярного объема растворителя (воды)  $V_m$ . Тогда, подставляя (3.9) в (3.10), получаем:

$$q = -\frac{k}{h} \dot{Q} \left( 1 - \frac{8e^2 e_0^2 j_0^2}{b_0 V_m R_0^2 m} \right) \quad (3.12)$$

(3.11)

где  $S$  — электропроводность вещества,

$m$  — пористость породы. Таким образом, эффективная вязкость  $m_{\text{эфф}}$  равна:

$$h_{\text{эфф}} = \frac{m}{1 - \frac{8e^2 e_0^2 j_0^2}{b_0 V_m R_0^2 m}}$$

Из (3.12) следует, что по мере увеличения электропроводности (т.е. увеличения солености воды) закачиваемой в скважину) вязкость уменьшается. Если же

закачивать пресную воду, то  $m_{\text{эфф}}$  может превышать значение  $h$  в свободном объеме в несколько раз.

Подстановка в выражение (3.1) средних значений параметров для пресной воды в песчаном коллекторе дает значение:

$$m_{\text{эфф}} \approx 1,9m$$

что практически совпадает с данными, полученными в предыдущем пункте 3.3 данного раздела.

## Выводы и рекомендации

Промысловыми наблюдениями, а также экспериментально и теоретически, показана существенная роль электромагнитных взаимодействий для построения физике - динамической модели пласта.

На практике важнейшее значение получает сформулированный принцип новой технологии оптимальной выработки пласта. Химический состав агента, вытесняющего нефть из пород коллектора должен обеспечивать изовязкое дви-

## О НЕДОПУСТИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ !

*В дифференциальном анализе - изложенном в предыдущей работе данного тома, на основании опыта многолетней разработки Ромашкинского нефтяного месторождения, подтверждена, полученная при геофизических исследованиях, проведенных КГУ, зависимость параметров коллектора от величины как пластового давления, так и депрессии и репрессии на пласт.*

*Использование для составления проектов доработки пластов технологии «Оптимальной выработки нефтяных месторождений» требует знание обратимости или наоборот необратимости этих явлений.*

*С этой целью были поставлен специальный цикл исследований, с использованием наиболее точного и информативного метода исследований фильтрационных волн давления.*

*Участок, выбранный для проведения этих опытов, расположен на стыке восточной окраины Лениногорской площади с Зеленогорской площадью Ромашкинского месторождения.*

*Исследования по зависимости необратимости изменения продуктивных параметров нефтяного пласта от величины пластового давления проводились на межскважинном интервале скважин 6261а и 6261д с гидропрослушиванием в обоих направлениях: 6261а → 6261д и наоборот 6261д → 6261а.*

*В этих скважинах, работающих как нагнетательные, вскрыт и перфорирован лишь один пласт «б<sub>3</sub>» толщиной 2,8 м в скв.6162а и 2,4 м в скв.6162д. Расстояние между скважинами 1 метр.*

*За шесть лет до этих экспериментов, аналогичные исследования проводились на этой же паре скважин.*

*Из-за малой толщины и высокого содержания глинистой компоненты пласт отнесен к алевроитам.*

*До начала эксперимента обе скважины простаивали с пластовым давлением порядка 14,2 МПа, при начальном гидростатическом 17,5 МПа, т.е на 3,3 МПа ниже начального.*

*Опыт проводили таким образом: в течение первых 15 дней производилась зачка воды в обе скважины. Периодически, по мере подъема пластового давления производилось гидропрослушивание межскважинного интервала с обеих сторон с периодом в 6 часов и определением текущих фильтрационных параметров пласта. После подъема пластового давления выше начального гидростатического обе скважины были остановлены и давление в них начинало падать. Так же как и в режиме нагнетания, периодически проводилось гидропрослушивание с обеих сторон с тем же 6 часовым периодом. Через 25 дней обе скважины были снова пущены под нагнетание на 10 дней. За этот срок, упавшее во время простоя*

скважины пластовое давление до 15,4 МПа, снова было поднято до 17,5 МПа.

Таким образом за два месяца с 1 июля 1990 г. до 30 августа пластовое давление в межскважинном интервале этих скважин описали N образную кривую. Она приведена на рис.1. Каждая из двух скважин по 7 раз становилась задающей фильтрационные волны давления, а вторая в это время принимала эти волны. Как правило за сутки пропускались по четыре шестичасовых периода. Расчет параметров производился по четвертому периоду, считая при этом, что периодический режим в пласте установился.

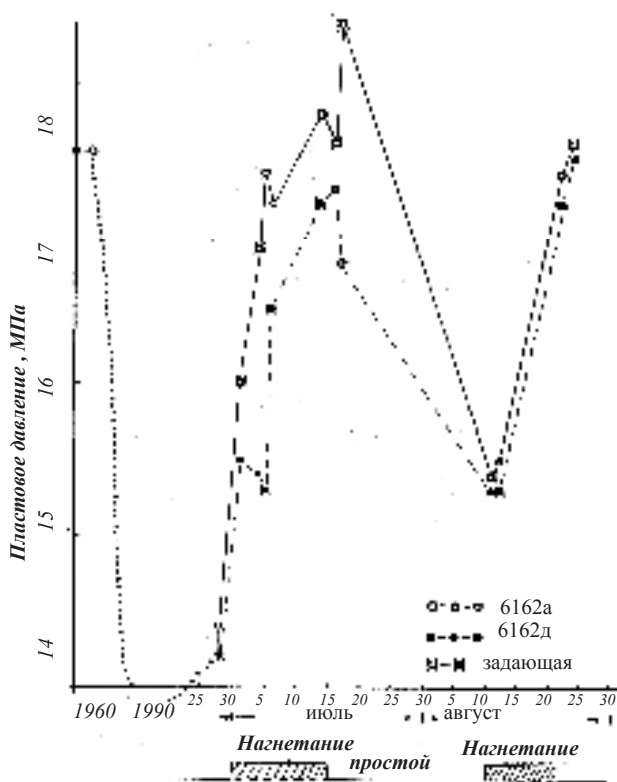


Рис.1

Ввиду разницы в 40 см в толщинах пластов в одном направлении, с большей

толщины на меньшую, будет иметь место некоторое увеличение амплитуды волны, а следовательно, и всех расчетных параметров. И наоборот, в обратном направлении, с увеличением толщины, амплитуда сначала будет падать. Правильной будет полусумма значений, если пласт по проницаемости однороден в этом небольшом интервале.

Методика замеров давления и дебита от времени и способ расчета фильтрационных параметров, как круговых значений у задающих скважин, так и характеристик пласта в межскважинном интервале даны в монографии «Трехмерный анализ охлажденных пластов», Изд. КГУ 1978 г. с. 239, и в пятом томе Десятитомного издания научных трудов - 2004 г. изд. «Логос».

В таблице 1 собраны все данные как замеров, так и расчетов для одного направления, когда скв. № 6261а была задающей, а скв. 6162д — приемной.

## АНАЛИЗЫ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ

### § 1. Пьезопроводность интервала

Данные нанесены на графике зависимости пьезопроводности пласта от величины пластового давления. Нетрудно видеть, что зависимость достаточно высокая. Если принять за 100% пьезопроводность при давлении в 17,2 МПа, достаточно близкую к начальному давлению  $P_0 = 17,5$  МПа, равную  $0,143 \text{ м}^2/\text{с}$ , то пьезопроводность при  $P_{пл} = 15,3$  МПа равна  $0,107$ , что составляет уменьшение на 38% или, примерно, 20% на каждое МПа.

Физический механизм снижения пьезопроводности с падением пластового давления достаточно прозрачен. Уменьшение порового противодействия на скелет пласта в гравитационном поле Земли приводит к тому, что усилием в полтонны на квадратный сантиметр горное давление прессует глину, выдавливая реликтовую воду из межпластинчатых слоев монтмориллонита. Обратный процесс имеет уже другой механизм. При повышении порового давления возможна обратная диффузная миграция ионов в слои между пластинками, из которых состоит глина. Но для этого необходимо, чтобы был градиент концентрации этих ионов между водой в открытых порах коллектора и пространстве между пластинками в глинах, и работал таким образом второй закон Фика. Скорее всего, что такой естественной разности не будет и процесс усадки будет необратимым.

На рис. 2 крестиком отмечено значение пьезопроводности, полученное в 1984 году при давлении 14,4 МПа. Как видно, линейная зависимость сохраняется и при изменении до более низких значений пластового давления. В целом для девонских коллекторов Ромашкинского месторождения уже было установлено, что ФПП меняются в среднем с темпом — один процент на 0,1 МПа. Как видно для гли-

нистых коллекторов эта зависимость вдвое больше — 2% на МПа.

В соответствии с формой N - образной кривой заданного изменения пластового давления, вторично с начала разработки участка, давление с начального гидростатического падает до 15,3 МПа. На этот раз довольно быстро, в течение всего 25 дней.

Точек мало, но можно предположить, что эта зависимость тоже линейная в заданном диапазоне, однако, темп изменения более высокий, уже 68% на тот же перепад давления, т.е. почти 3,5% на 0,1 МПа. Повторное снижение давления привело к необратимой потере в пьезопроводности пласта с  $0,10^7 \text{ м}^2/\text{с}$  до  $0,088 \text{ м}^2/\text{с}$ , т.е. более, чем на 20%. Для малоглинистых хорошо проницаемых коллекторов. Последующий ход пьезопроводности в процессе вторичного восстановления давления в пласте можно было предсказать заранее. Разгрузка скелета произойдет, а пьезопроводность полностью не восстановится. Как видно из третьей ветви кривой на рис. 2, при достижении пластового давления в 17,5 МПа пьезопроводность достигла только значения в  $0,112 \text{ м}^2/\text{с}$ . т.е. только того значения, которое было до начала эксперимента при давлении в 15,3 МПа. Если бы эксперимент был продолжен и сделано еще два-три цикла подъема и спада пластового давления, то пьезопроводность пласта упала бы почти до нулевой. Это серьезный вывод. Он объясняет многие неудачи при освоении и разработке слабопроницаемых глинистых коллекторов. То же самое будет происходить и с почти чистыми кварцевыми коллекторами с ростом глубины залегания пласта, когда падение порового давления даже в воронке депрессии при опробывании пласта, может привести к разрушению зерен кварца и необратимой переупаковке коллектора.

## §2. Гидропроводность пласта в межскважинном интервале

Коэффициент гидропроводности пласта зависит как от удельной проводимости пласта, так и от его толщины. Точность его определения по данным ФВД почти на порядок ниже, чем у коэффициента пьезопроводности, т.к. кроме сдвига по фазе зондирующего сигнала она зависит еще от амплитуды колебаний дебита на задающей скважине и амплитуды принятого сигнала на приемной, а дебит как известно, измеряется с точностью не выше 3%.

На рис. 3 дан график зависимости величины гидропроводности пласта от пластового давления. По ранее проведенным исследованиям форма не линейная как у пьезопроводности, а колоколообразная с максимумом вблизи начального гидростатического давления. Из графика на рис. 3 так же, как и на рис. 1, видно, что при проведении опытов не удалось поднять пластовое давление на участке выше начального гидростатического, поэтому график рис. 3 отражает только половину полной кривой при  $P_n \leq P_o$ .

Скв. 6162а

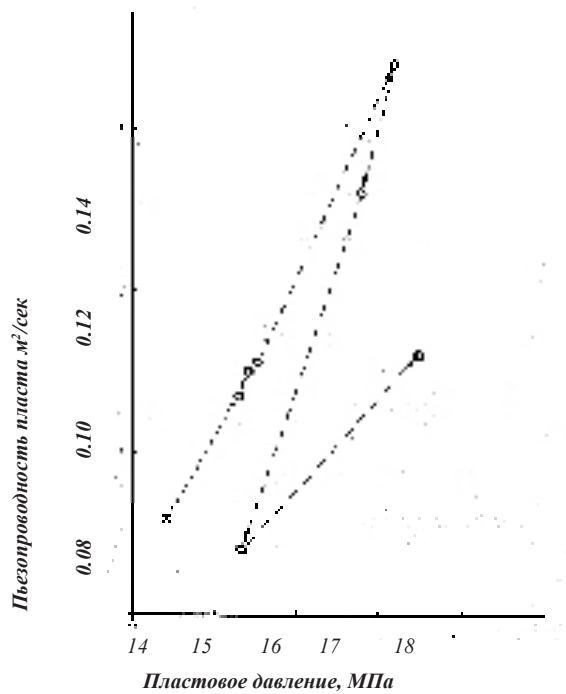


Рис. 2

Ход кривой, как видно, повторяет форму зависимости у пьезопроводности. Это логично, т.к. согласно установленному механизму деформации коллектора поровым давлением в этом диапазоне изменений пластового давления обе компоненты коэффициента гидропроводности — и проводимость пласта и его эффективно работающая толщина растут с ростом давления или наоборот, падают с его падением. Если пьезопроводность при первоначальном подъеме давления изменилась от 0,107 до 0,148 м<sup>2</sup>/с, то есть на 38%, то гидропроводность — со значения 6,6 до 10 м<sup>3</sup>/Па·с · 10<sup>12</sup>, то есть на 50%. Это доказывает, что кроме проводимости меняется и эффективно работающая толщина пласта. Ход зависимости, не считая некоторых отклонений, повторяет, данные рис.2 по пьезопроводности.

Скв. 6162а

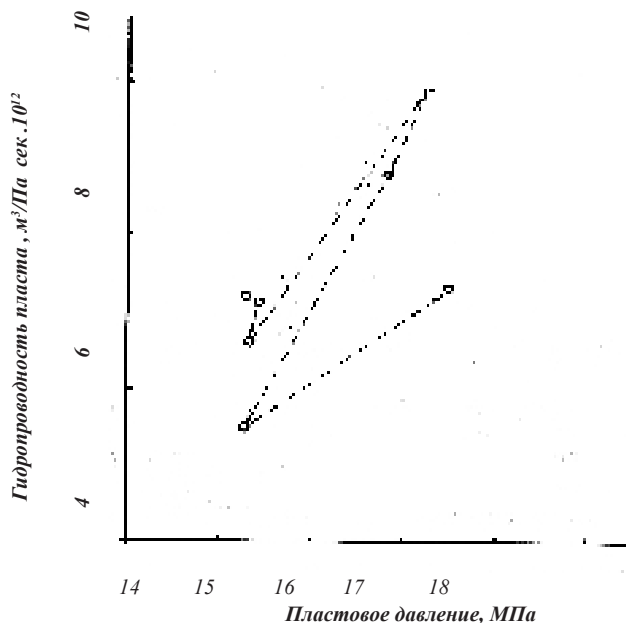


Рис.3.

### §3. Проводимость и проницаемость пласта

Измеряемая величина пьезопроводности зависит только от перераспределения давления в пласте и поэтому характеризует среднюю удельную величину. В отличие от этого измеряемая гидропроводность зависит не только от перераспределения давления, но и от величины дебита жидкости, поглощаемой или отдаваемой пластом. Как составляющая в ее значении входит переменная — эффективно дренируемая толщина пласта при том или ином давлении и дебите. При обработке экспериментальных кривых  $P(vt)$  и  $q(vt)$  число неизвестных превышает число измеряемых параметров.

$$c = \frac{k}{b^*}, e = \frac{h}{m}, \frac{k}{m}, b^*, h.$$

Находятся лишь две величины, зависящие от трех переменных.

Чтобы проследить за поведением коэффициента проводимости пласта

$$a = \frac{k}{m}$$

в зависимости от вариаций пластового давления, необходимо делать какое-то дополнительное предположение и говорить уже не о точных величинах, а об их оценке при сделанном допущении. В качестве такого допущения предполагается независимость коэффициента упругоэластичности пласта  $b^*$  от пластового давления, что вообще-то не соответствует действительности. Реально

$$b^* = b^*(P, \nabla P)$$

Пренебрегая зависимостью  $b^*(P)$  и считая, что градиент давления, порождаемый амплитудой возмущающих импульсов давления, примерно одинаков для всех измерений, будем считать, что

$$b^* = \text{const} = 2,6 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{МПа}}.$$

При этом подразумевается, что в процессе измерений насыщенность пласта не менялась. Значение берется среднее для слабопроницаемых коллекторов Ромашкинского месторождения при заполнении их водой. При этих, как видно, грубых приближениях проводимость пласта будет равна

$$a = b^*.$$

Найденные таким образом значения приведены в 19 строке таблицы 1. На рис. 4 дан график зависимости проводимости пласта от пластового давления.

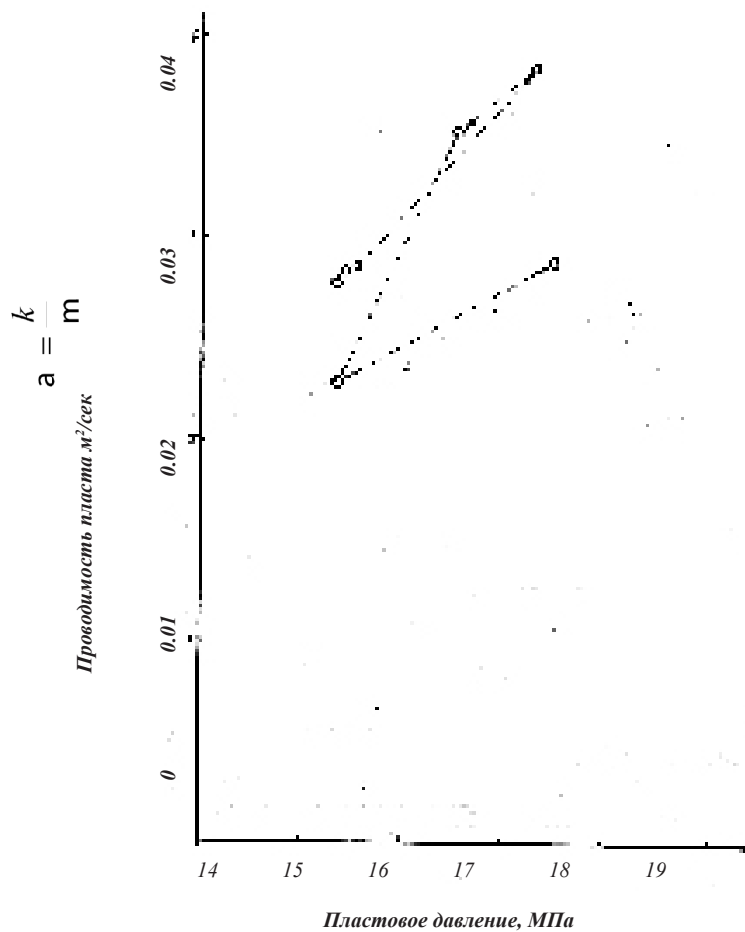


Рис.4

Факт использования факторов риска не должен превышать 100% факторов риска

Факт использования факторов риска не должен превышать 100% факторов риска

В таблице 1-3 приведены факторы риска, которые не должны превышать 100% факторов риска. В таблице 1-3 приведены факторы риска, которые не должны превышать 100% факторов риска.

Таблица 1-3. Факторы риска, которые не должны превышать 100% факторов риска.

В таблице 1-3 приведены факторы риска, которые не должны превышать 100% факторов риска.

| №  | Наименование фактора риска | Наименование фактора риска | Факторы риска |    |    |    |
|----|----------------------------|----------------------------|---------------|----|----|----|
|    |                            |                            | 1             | 2  | 3  | 4  |
| 1  | 1                          | 1                          | 1             | 1  | 1  | 1  |
| 2  | 2                          | 2                          | 2             | 2  | 2  | 2  |
| 3  | 3                          | 3                          | 3             | 3  | 3  | 3  |
| 4  | 4                          | 4                          | 4             | 4  | 4  | 4  |
| 5  | 5                          | 5                          | 5             | 5  | 5  | 5  |
| 6  | 6                          | 6                          | 6             | 6  | 6  | 6  |
| 7  | 7                          | 7                          | 7             | 7  | 7  | 7  |
| 8  | 8                          | 8                          | 8             | 8  | 8  | 8  |
| 9  | 9                          | 9                          | 9             | 9  | 9  | 9  |
| 10 | 10                         | 10                         | 10            | 10 | 10 | 10 |
| 11 | 11                         | 11                         | 11            | 11 | 11 | 11 |
| 12 | 12                         | 12                         | 12            | 12 | 12 | 12 |
| 13 | 13                         | 13                         | 13            | 13 | 13 | 13 |
| 14 | 14                         | 14                         | 14            | 14 | 14 | 14 |
| 15 | 15                         | 15                         | 15            | 15 | 15 | 15 |
| 16 | 16                         | 16                         | 16            | 16 | 16 | 16 |
| 17 | 17                         | 17                         | 17            | 17 | 17 | 17 |
| 18 | 18                         | 18                         | 18            | 18 | 18 | 18 |
| 19 | 19                         | 19                         | 19            | 19 | 19 | 19 |
| 20 | 20                         | 20                         | 20            | 20 | 20 | 20 |
| 21 | 21                         | 21                         | 21            | 21 | 21 | 21 |
| 22 | 22                         | 22                         | 22            | 22 | 22 | 22 |

Нетрудно видеть, что форма его повторяет графики пьезопроводности и гидропроводности пласта. Это косвенно подтверждает, что в гидропроводности главную роль играет проводимость пласта, а не вариации эффективно работающей толщины пласта. В процентном отношении все три рассмотренные величины ведут себя эквивалентно.

Если считать, что данный межскважинный интервал заполнен в основном водой, т.е.  $m \approx 1$ , то числа на оси ординат дают значения проницаемости пласта и его вариации от  $P_{пл}$ .

## §4. Эффективно работающая толщина пласта

Контроль за эффективно работающей толщиной пласта, т.е. той ее частью, по которой идет реальное движение флюида и происходит процесс вытеснения одной жидкости другой, является квинтэссенцией управления оптимальной выработкой продуктивного коллектора и определения текущего коэффициента извлечения нефти. К сожалению, эта прямая задача не решена ни экспериментально, ни теоретически. В сложившихся условиях можно, как это сделано в предыдущем параграфе, пользоваться или довольствоваться лишь оценкой этой величины при тех или иных допущениях. Сохранив допущения предыдущего параграфа и зная величину проводимости, можно найти в этом приближении гидродинамическую толщину пласта.

Соответствующие расчетные данные приведены в 21 строке табл. I, а их графическое изображение в зависимости от пластового давления, (13 строка в табл. I.) приведены на рис. 5.

Как и следовало ожидать, исходя из рассуждений и данных предыдущих параграфов, эффективная гидродинамическая толщина пласта слабо зависит от пластового давления. Это является в какой-то мере особенностью данного пласта, все предыдущие исследования давали более значительные изменения. Правда, следует сделать оговорку. Основная масса исследований была проведена на нагнетательных скважинах при пластовом давлении выше начального гидростатического. В данном случае же все измерения приведены слева от критической точки  $P_n < P_o$ .

Таким образом, механизм деформации коллектора при снижении порового противодавления сводится к уменьшению диаметра межпоровых каналов, падению пьезопроводности, гидропроводности, проницаемости коллектора равномер-

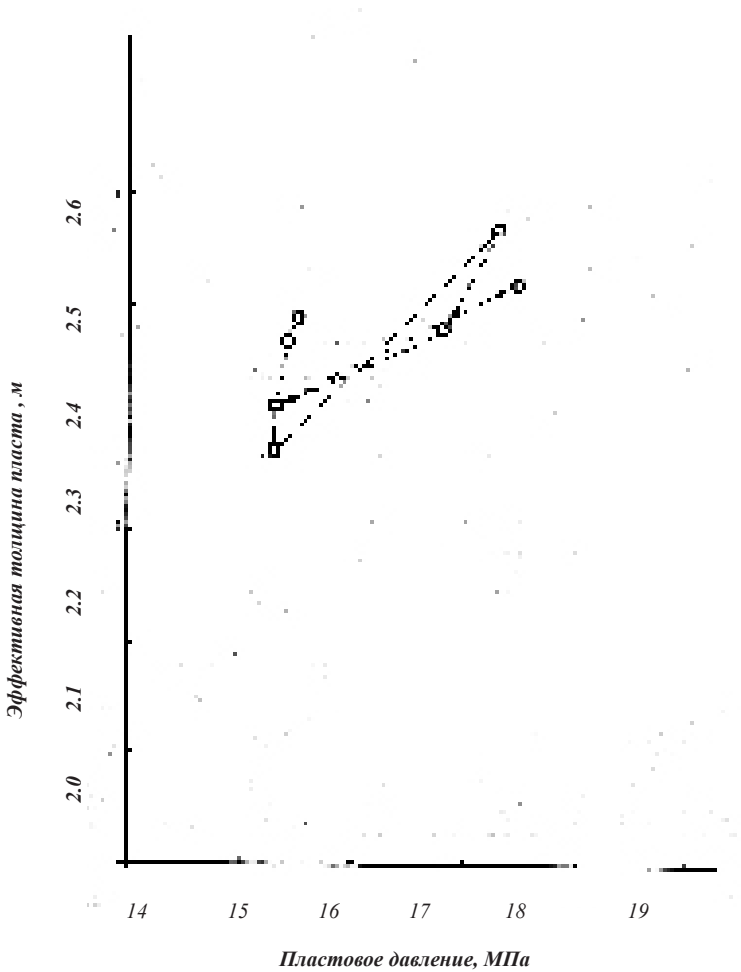


Рис.5.

но по всей толщине пласта. Это, видимо, особенность глинистых достаточно однородных по своим свойствам коллекторов.

Численное значение эффективной толщины пласта определяется принятыми значениями коэффициента упругоёмкости. Если реальная сжимаемость пласта больше, то эффективная толщина будет меньше и наоборот.

## §5. Приведенный радиус скважин

*Из фильтрационных волн давления, кроме пьезопроводности и гидропроводности извлекаются данные по направленному значению приведенного радиуса возмущающей скважины. Полученные значения приведены в 20 строке табл. 1, а графическое изображение зависимости этой величины от пластового давления дано на рис.б и ба.*

*Точность измерения приведенного радиуса наиболее низкая по сравнению с пьезопроводностью и гидропроводностью. Большую роль в его определении играет амплитуда возмущающих импульсов по давлению. Достоверные результаты получаются, лишь при малых возмущениях не превышающих 0,3-0,5 МПа, т.е. когда можно пренебречь подъемом горных пород и малыми затратами энергии закачиваемой жидкости на этот механизм деформации горных пород и небольшой долей прироста потенциальной энергии по сравнению с кинетической. При данных измерениях это условие не выполнялось, как это видно на 7 строке табл. 1. Связано это с тем, что при малых возмущениях для таких слабопроницаемых коллекторов ощутимый сигнал между скважинами не проходит.*

*Однако, если в абсолютном значении и возможны небольшие ошибки, то относительный ход изменений этой величины вполне достоверен. Как видно из графиков рис.б и ба, с первоначальным ростом пластового давления связан и рост приведенного радиуса скважины, причем в процентном выражении эти изменения более чем на порядок отличаются от вариации пьезо- и гидропроводности. При начальном пластовом давлении приведенный радиус достигает максимального значения, близкого к геометрическому значению по диаметру скважины по долоту, т.е. 11 см. С падением пластового давления он резко падает до значений 0,4 см и остается примерно таким же при вторичном подъеме давления до гидростатического. Наиболее очевидная причина разрушения коллектора в призабойной зоне и переупаковка обломков с уменьшением проницаемости. Нужно иметь в виду, амплитуда вариаций забойного давления на возмущающей скважине велика и достигает 10 МПа. Кроме того, для измерений приходится прогонять четыре импульса, т.е. не один, а четыре раза резко менять давление в призабойной зоне, поднимая его в максимумах значительно выше гидростатического. Как видно, это вредно сказывается на призабойной зоне пласта.*

*На рис.ба тот же график построен по данным о пластовом давлении не на приемной скважине, как на рис.б, а по данным пластового давления на самой задающей скважине (1 строка табл.1).*

## **§ 6. Круговой коэффициент гидропроводности пласта в бассейне задающей скважины 6162 а**

*Кроме параметров межскважинного интервала информацию о поведении*

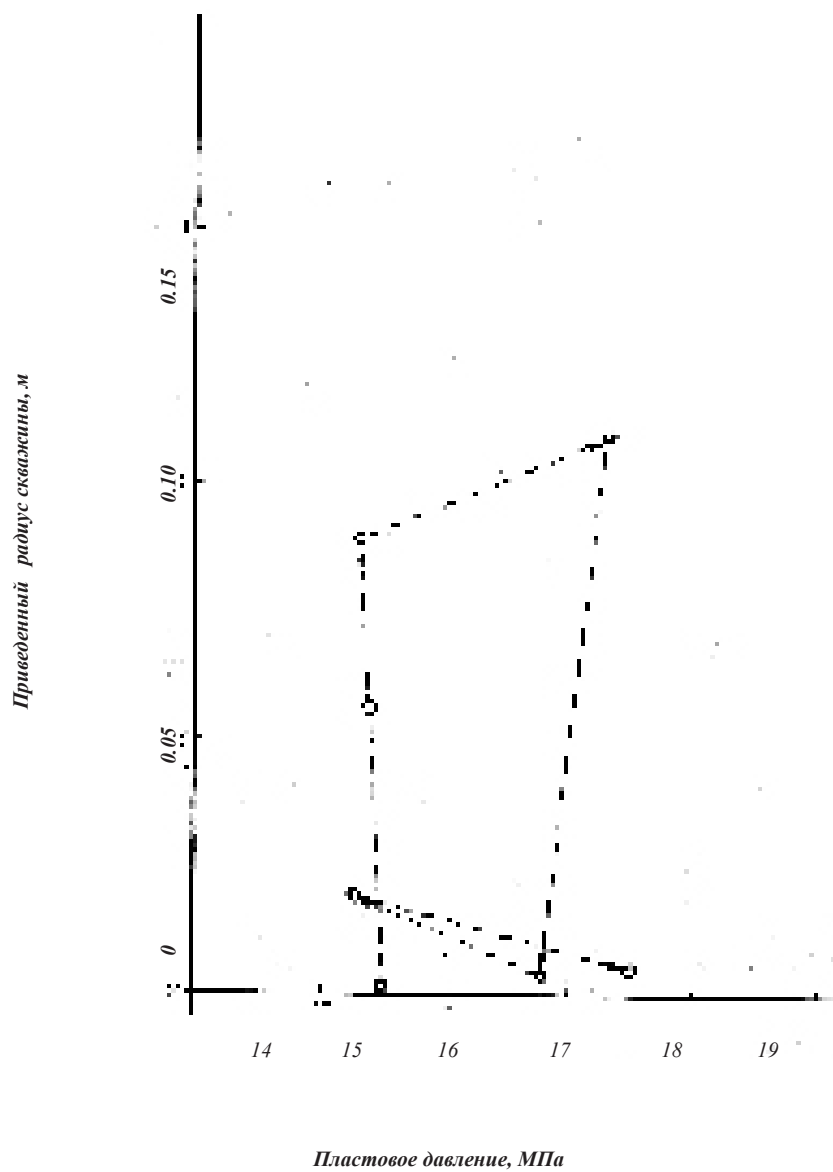


Рис. 6.

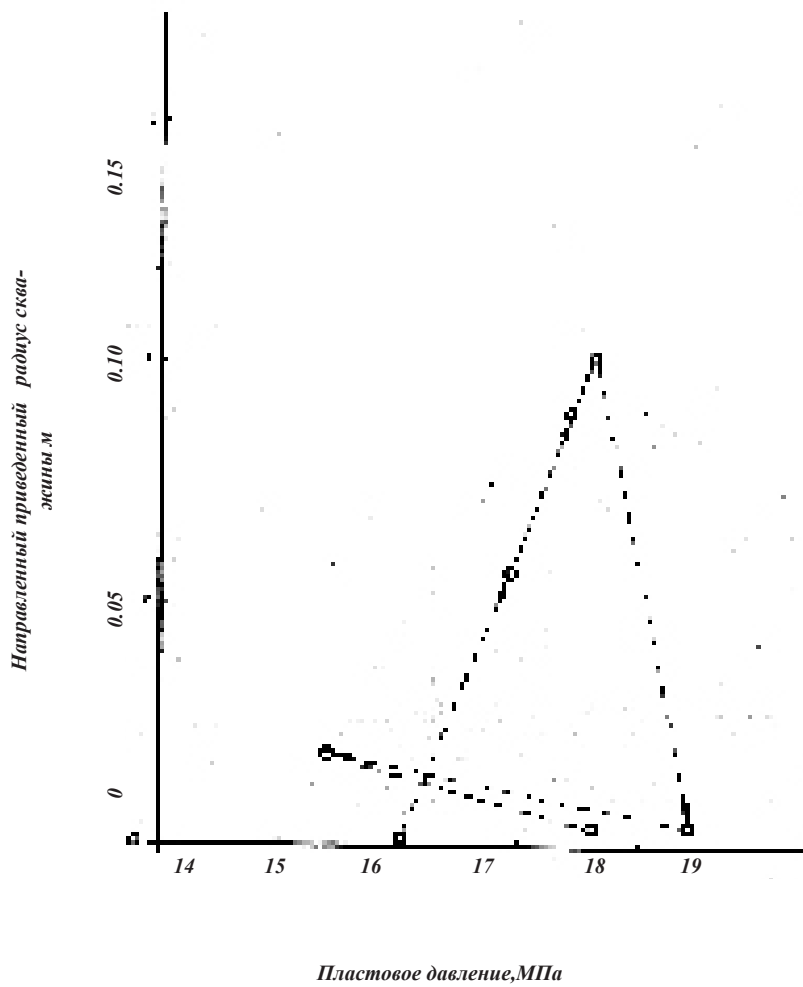


Рис. 6а.

Скв.6162 а

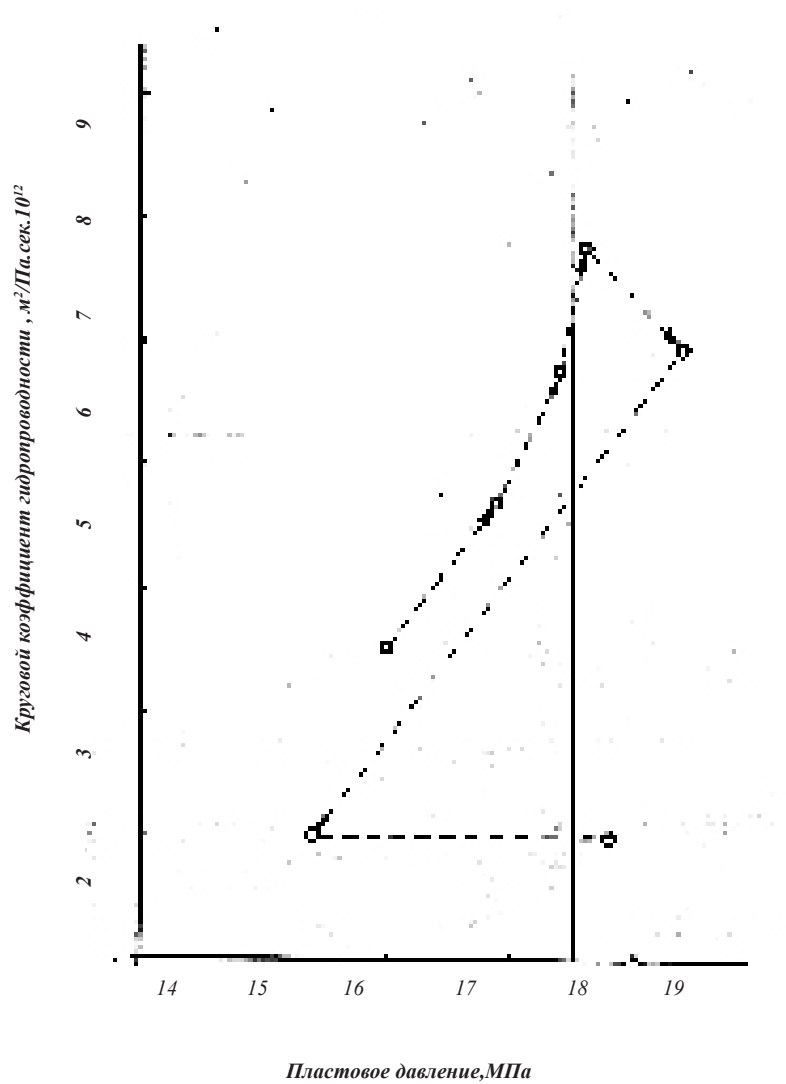


Рис.7.

ФПП можно получить и из обработки КВД на задающей скважине. В этом случае получаются параметры кругового бассейна влияния данной скважины. Как уже было сказано, при трехчасовом времени снятия КВД, радиус бассейна влияния примерно равен длине межскважинного интервала. При полностью однородном пласте по толщине, проницаемости и насыщенности данные для интервала и кругового бассейна должны совпадать. При любой неоднородности они будут отличаться, т.к. характеризуют разные участки пласта.

На рис. 7 приведен график круговой гидропроводности скв. 6162а по данным строки табл.1. В отличие от предыдущих графиков по горизонтальной оси отложено пластовое давление, реализующееся на данной скважине после её остановки, т.е. строка 1 табл. 1.

Ход графика при изменении пластового давления совпадает с тем, что наблюдался для межскважинного интервала за исключением одной точки при  $P_{пл} = 18,4$  МПа. Она лежит в диапазоне  $P_{пл} > P_o$  и согласно общим законам должна иметь меньшее значение, чем при  $P_{пл} = P_o$ , что подтверждается и данным экспериментом.

Абсолютное значение гидропроводности для кругового бассейна на 20% ниже, чем для интервала, что связано скорее всего с тем, что в пределах бассейна на противоположной стороне от интервала имеются ещё полностью нефтенасыщенные участки пласта. Скорее всего из-за большей доли нефти в бассейне по сравнению с интервалом наблюдается сильное отставание коэффициента гидропроводности при повторном подъеме давления. Нефтенасыщенный пласт имеет более длительное время релаксации, чем водонасыщенный.

$$\lg \frac{P}{r_c^2}$$

На рис.8 дано поведение соотношения  $\lg \frac{P}{r_c^2}$ , получаемое из обработки КВД. Оно не расшифровывается, т.к. в данном случае важен характер его поведения при изменении пластового давления. Он повторяет ход изменений приведенного радиуса скважин.

## **§7. Статический и динамический коэффициент продуктивности скважины 6162а**

Коэффициент продуктивности по своей сути является интегральной характеристикой скважин, а не межскважинного интервала. Он вбирает в себя и гидропроводность, и приведенный радиус скважины, и геометрию пласта в бассейне влияния этой скважины. В данном конкретном случае он находится как отношение постоянной составляющей дебита к статическому перепаду давления

Данные для расчета приведены в строках 2 и 4 табл. I, а его значение — в строке 5. График его поведения дана на рис. 9. считывая, что параметры замера мало отличались во времени, коэффициент продуктивности повторяет ход остальных характеристик с небольшими вариациями. По-прежнему максимальное значение он имеет при максимальном для данного пласта пластовом давлении, равном гидростатическому. Минимальное — при наиболее низких давлениях и при повторном повышении пластового давления не доходит до предыдущего максимума, говоря об усадке пласта и ухудшении его фильтрационных характеристик.

Новое понятие динамического коэффициента продуктивности скважин вводится как отношение амплитуды первой гармоники дебита на задающей скважине к амплитуде первой гармоники давления:

$$K_g = \frac{q_{cl}}{P_{cl}}.$$

Соответствующие данные приведены в строках 6, 7 и 8 табл. I. Графическое изображение экспериментальных данных дано на рис. 10. В отличие от всех предыдущих графиков по горизонтальной оси отложено не пластовое давление, а постоянная составляющая давления на этой скважине, т.к. именно перепад между давлением в скважине и давлением в пласте является движущей силой. Измерения в обратном направлении от скв. 6162 до скв. 6162а дали примерно те же результаты.

## §9. Сводные данные измерений по скважине 6162 д

Пропуск ФВД для определения ФПП при разных пластовых давлениях проводился как с одной, так и с другой стороны межскважинного интервала. Сводные

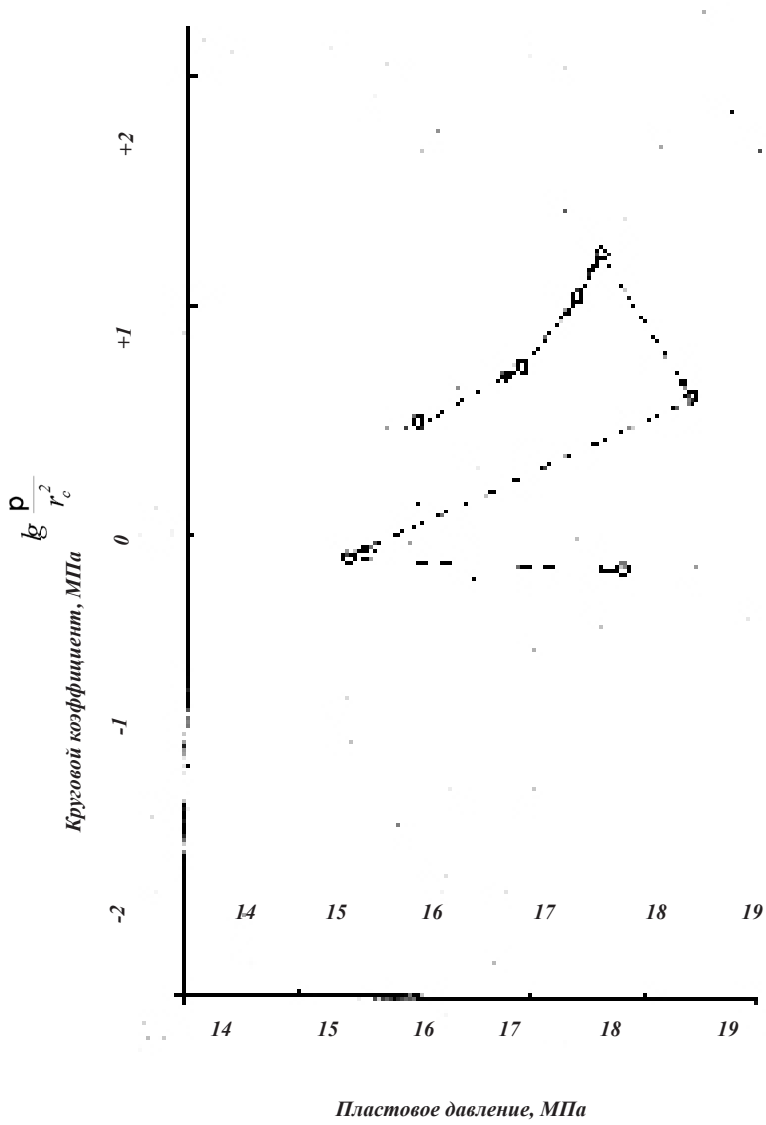


Рис.8.

Скв.6162 а

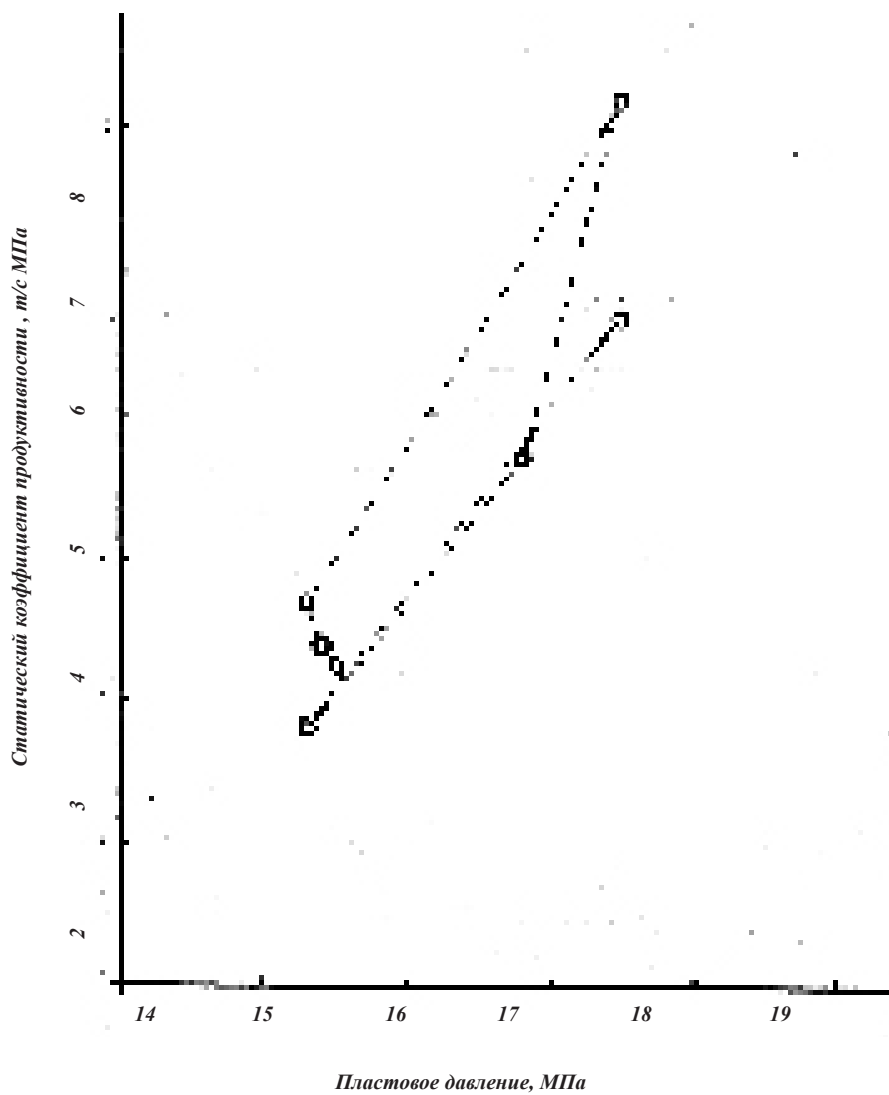


Рис.9

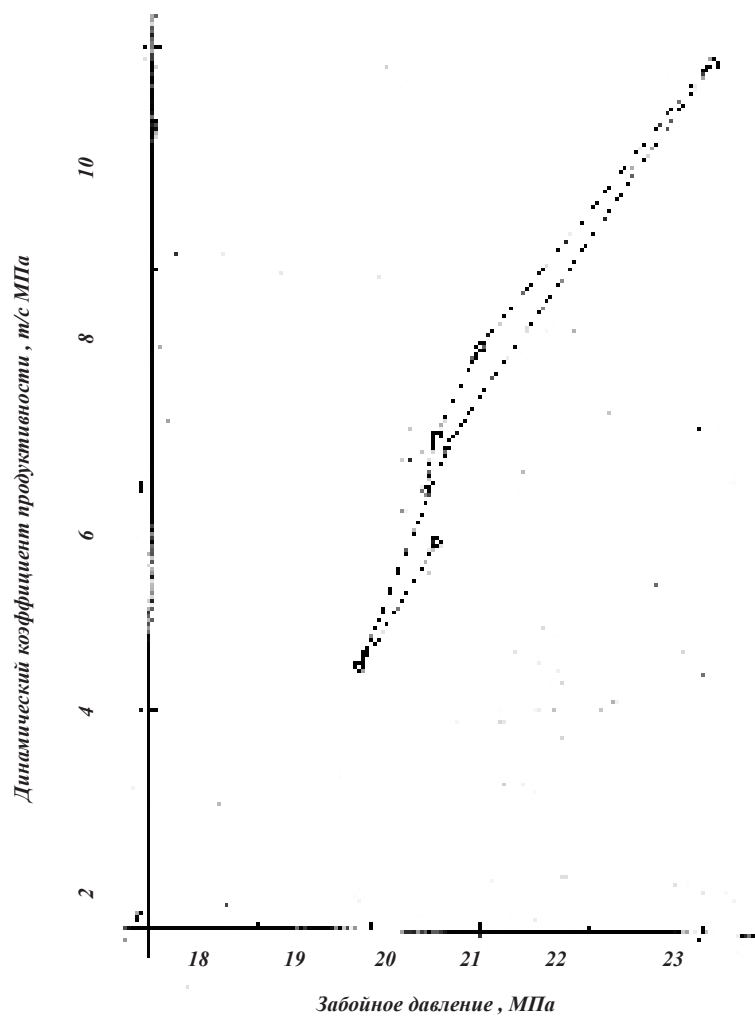


Рис.10

## § 8. Дебит нагнетания в скважину 6162а

*Дебит скважин является самым грубым измеряемым параметром, т.к. он кроме всех зависимостей, указанных для продуктивности скважин, зависит ещё и от перепада между забойным и пластовым давлением*

$$q = q(k_1, m_1, h_1, r_{c1}, r_k, \text{ИФ})$$

*Постоянная составляющая дебита нагнетания приведена в строке 2 табл. 1, а в качестве пластового давления берется пластовое давление на данной скважине, т.е. данные из строки 1 табл. 1.*

*График дан на рис. 11. Максимальное значение четко пробивается при  $P_{пл} = 17,6$  МПа. При более высоких идет спад дебита, т.к. основная компонента, которая определяет дебит гидропроводности пласта за счет расслоения пласта и отклонения части эффективно работающей мощности падает. На других графиках, посвященных межскважинному интервалу, пластовое давление не поднималось до такой величины.*

*Первое снижение пластового давления в этой скважине происходит в период с 1960 по 1990 гг. Вторичное снижение давления ниже гидростатического привело к падению дебита закачки ниже уровня при первоначальном снижении. Не восстанавливается он и при повторном подъеме давления. Ещё два-три цикла подъема и падения давления — и дебит закачки упадет до нуля и скважина прекратит принимать воду, засорение призабойной зоны и кольматация коллектора здесь не при чем. Происходит как обратимая, так и необратимая деформация скелета пласта. Эта деформация достигает максимума в призабойной зоне, где перепады давления максимальны.*

*Для определения времени релаксации у больших объемов пласта, типа рассмотренного на данном участке, и определения соотношения обратимых и необратимых деформаций от глинистости коллектора необходимы специальные опыты на нескольких участках с разной степенью глинистости коллектора. Это необходимые данные, чтобы экстраполяция их на чистые глины позволила определить, при каких условиях можно эксплуатировать нефть, содержащуюся*

Скв.6162 а

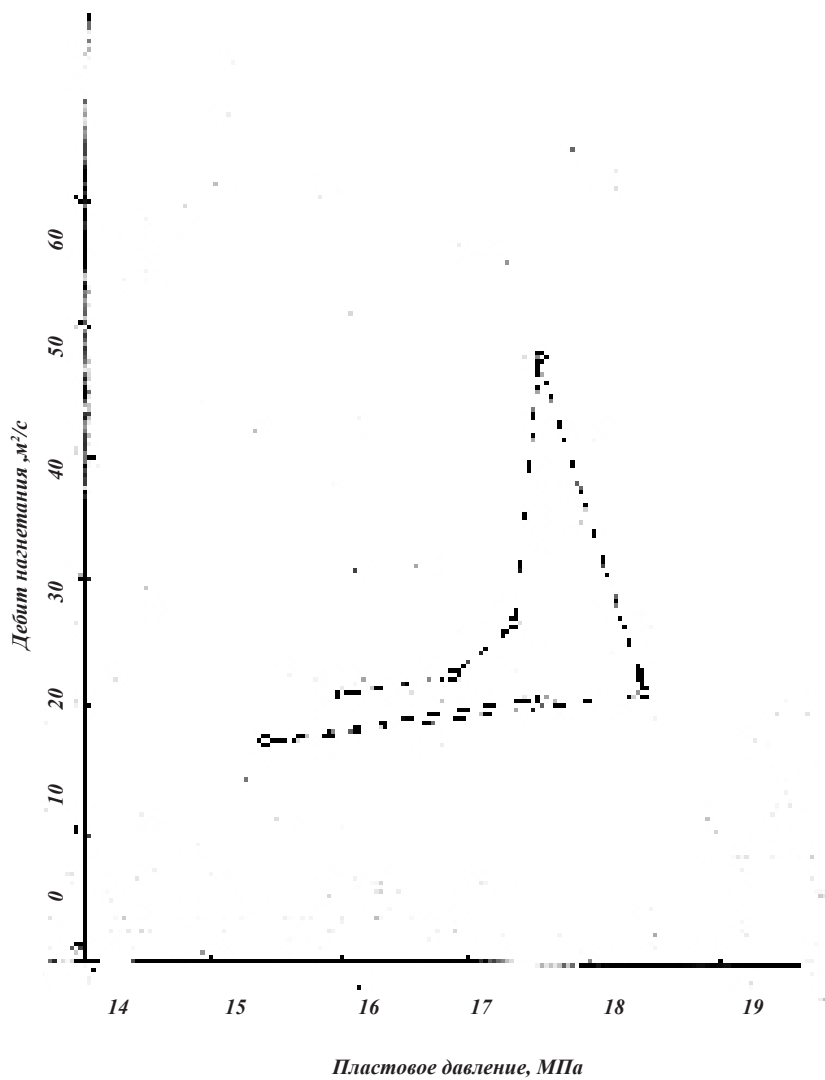


Рис.11



данные при измерениях, когда скв.6162д была в качестве возмущающей, а 6162 а в качестве приемной собраны в табл. 2 . По датам измерения можно судить о последовательности измерений. Если со стороны скв.6162а было сделано семь прогонов ФВД, то со стороны скв.6162д — только пять. Соответственно имеется и меньшее количество точек на графиках зависимости ФПП как функции  $R_{пл}$ .

Таблица 2 построена аналогично табл.1 и её данные разбиты на три блока: параметры и характеристики пласта на задающей скважине, параметры на приемной скважине и расчетные характеристики межскважинного интервала.

Так как фазовая скорость распространения сигнала лежит в тех же диапазонах изменения что и со скв.6162 а , то радиус влияния скв.6162д при трехчасовом импульсе закачки воды лежит также в пределах

$$R_{min} = V_{\phi} T / 2 = 0,8 \quad 10800 = 5184m \approx 5 \text{ м}$$

$$R_{max} = V_{\phi} T / 2 = 0,8 \quad 10800 = 8100m \approx 8 \text{ м}$$

и

т.е. межскважинный интервал лежит внутри зоны дренирования для пласта «б<sub>3</sub>»

Есть небольшое отличие в толщине, но главное различие, между казалось бы, практически одинаковыми скважинами лежит в приведенном радиусе скважин. Для 6162а он выражен в долях сантиметра и в сантиметрах, а для скв.6162 д — более метра, т.е. на два порядка больше! Это и вносит основные особенности в величины и поведение ФПП для скв.6162 д. Из-за такого большого приведенного радиуса и, следовательно, хорошей проводимости призабойной зоны пласта процессы перераспределения давления идут во много раз быстрее.

## §10. Направленная пьезопроводность пласта

Первое прослушивание межскважинного интервала проходило со стороны скв.6162а 29 июня 1990 года. При этом было проведено первое возмущение пласта закачкой воды, отсюда пока низкие значения пластового давления на обеих скважинах.

Коэффициент пьезопроводности интервала лежит, примерно, в тех же диапазонах изменения, что и с противоположной стороны. На графике рис.1 2 видно, что он растет с ростом пластового давления до максимума вблизи гидростатического. Однако при падении давления он возвращается почти по тому же пути, что и при движении вверх. Правда, при повторном подъеме пластового давления он несколько-

## §14. Направленный приведенный радиус скважины

Поведение этого параметра дано на рис.16 и рис.16а. Первое, что резко

ко не достигает максимального значения предыдущего цикла. В процентном отношении изменения пьезопроводности на единицу МПа примерно те же, что и для интервала с противоположной стороны.

## **§11. Направленная гидропроводность пласта**

На рис. 13 видно, что коэффициент гидропроводности следует по той же зависимости, что и коэффициент пьезопроводности, что уже предполагает слабую изменчивость эффективно работающей толщины пласта. Тон задает такая деформация коллектора, которая приводит к расширению или сужению межпоровых каналов по всей эффективно работающей мощности пласта. В этом диапазоне нет ещё явного расслоения пласта с образованием трещины и создания преимущественно канала продвижения воды и сигнала и связанных с этим изменением в эффективно работающей толщине пласта. Повторный подъем пластового давления показывает, что гидропроводность уже заметно недотягивает до значения в предыдущем цикле, что из сопоставления с поведением пьезопроводности говорит о падении эффективно работающей толщины пласта.

## **§12. Направленная проводимость пласта**

Проводимость пласта, как и в предыдущем случае, находилась в предположении, что упругоёмкость пласта постоянна и принята равной

$$b^* = 2,6 \cdot 10^{-4} \text{ л/МПа}$$

Из графика на рис. 14 видно, что проводимость пласта точно копирует поведение коэффициента пьезопроводности, указывая только на количественную сторону этого коэффициента и подтверждая, что это действительно слабопроницаемые коллекторы проницаемость которых составляет сотые доли дарси.

## **§13. Эффективно работающая толщина пласта**

Она найдена, как и в предыдущем случае, путем деления коэффициента гидропроводности пласта на его коэффициент проводимости.

График зависимости эффективно работающей толщины пласта от поведения пластового давления приведен на рис. 15. По графику видно, что поведение аналогично тому, что было и у скважины 6162а. Однако здесь четко прослеживается тенденция к уменьшению толщины и при росте, и при спаде, и снова при вторичном росте давления. Гидродинамическая толщина упала на 20 %. Причина, по-видимому, в поведении приведенного радиуса скважины.

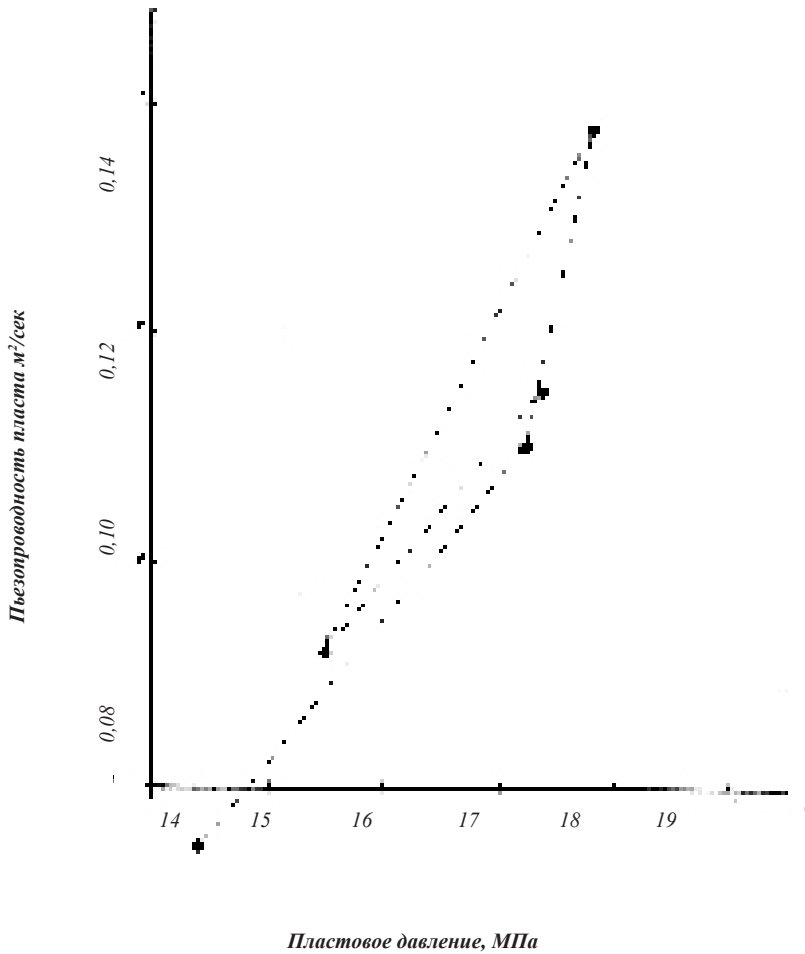


Рис.12.

В любом случае и по поведению эффективно работающей толщины пласта видно отрицательное влияние на состояние разработки изменений пластового давления.

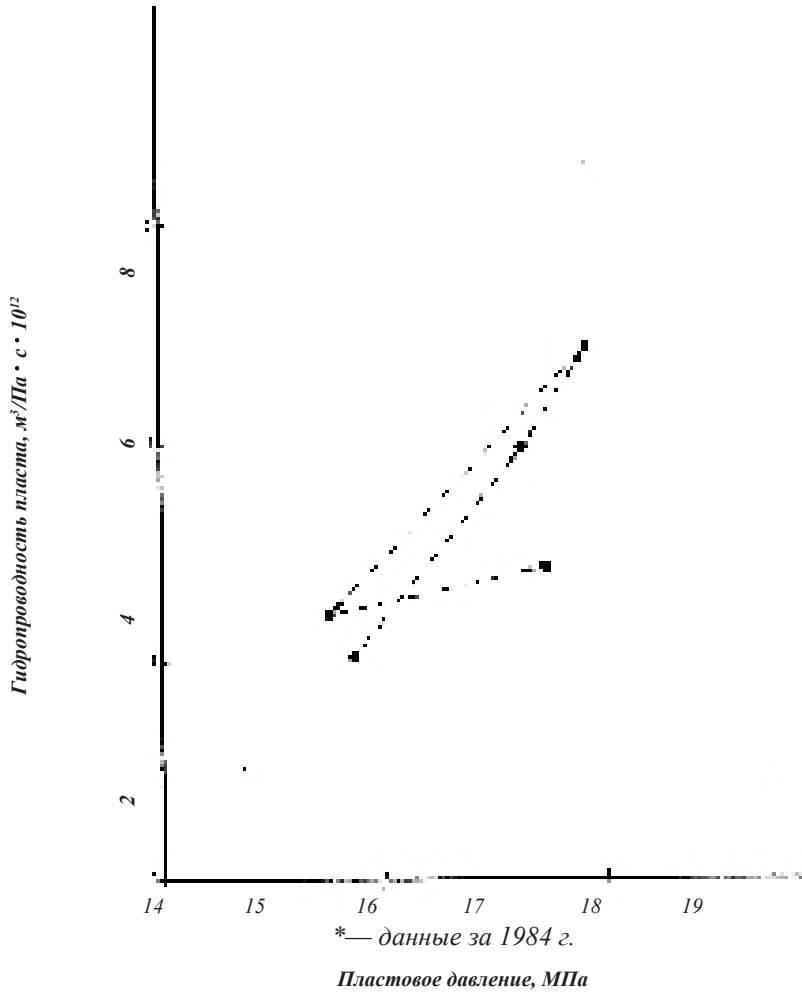


Рис.13.

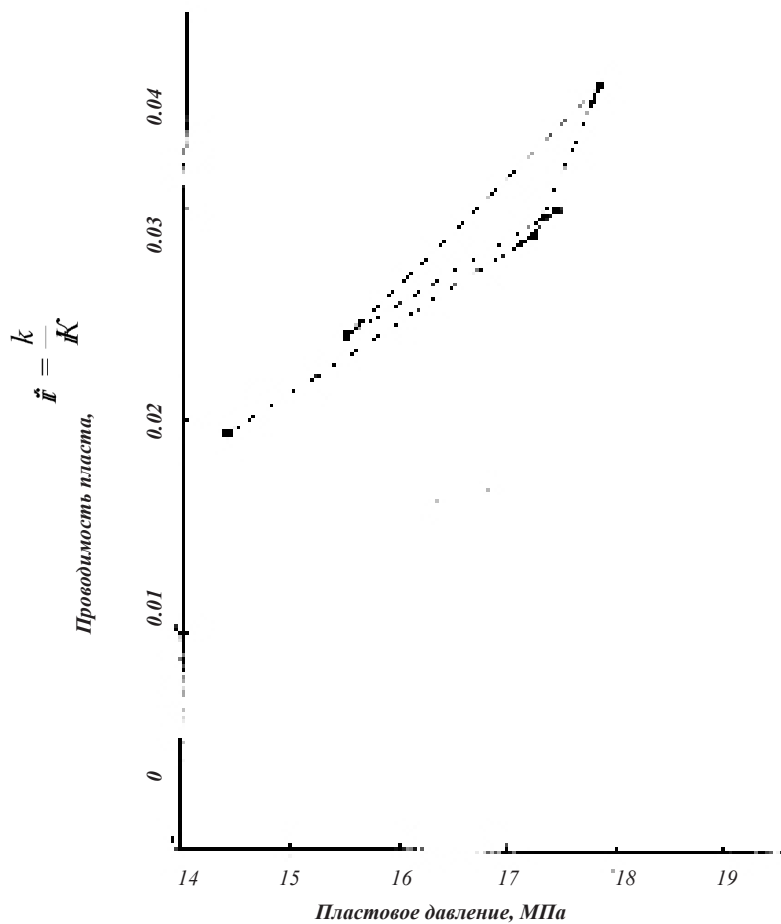


Рис.14.

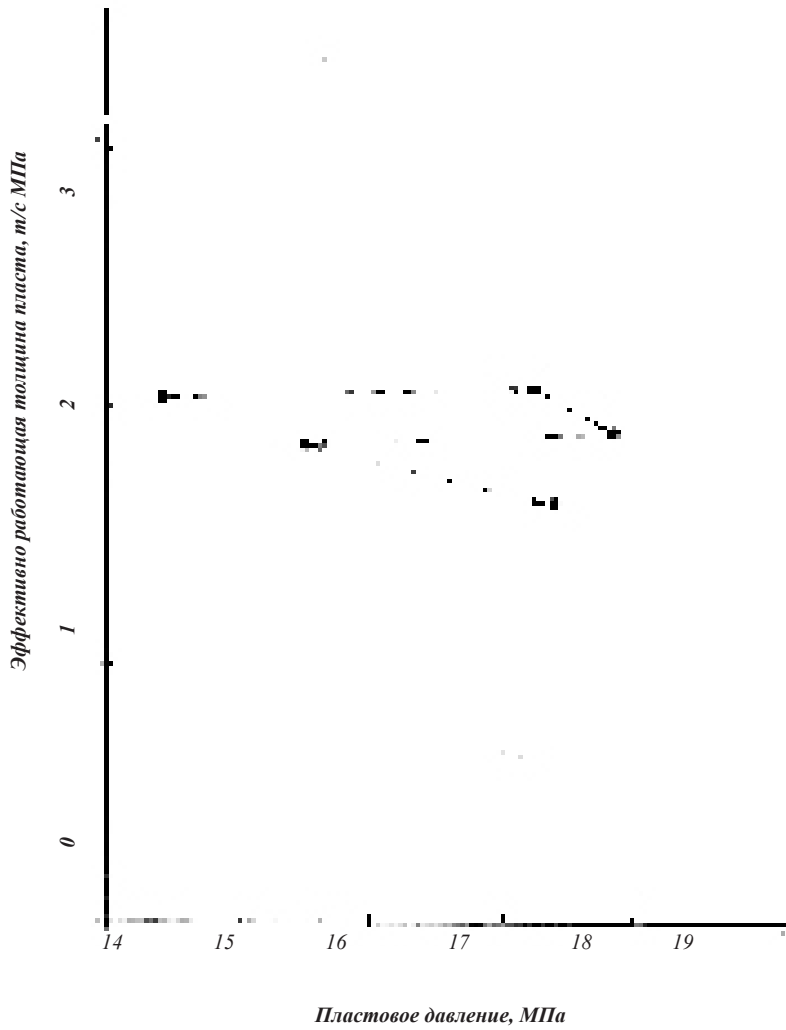


Рис.15.

Скв. 6162 д

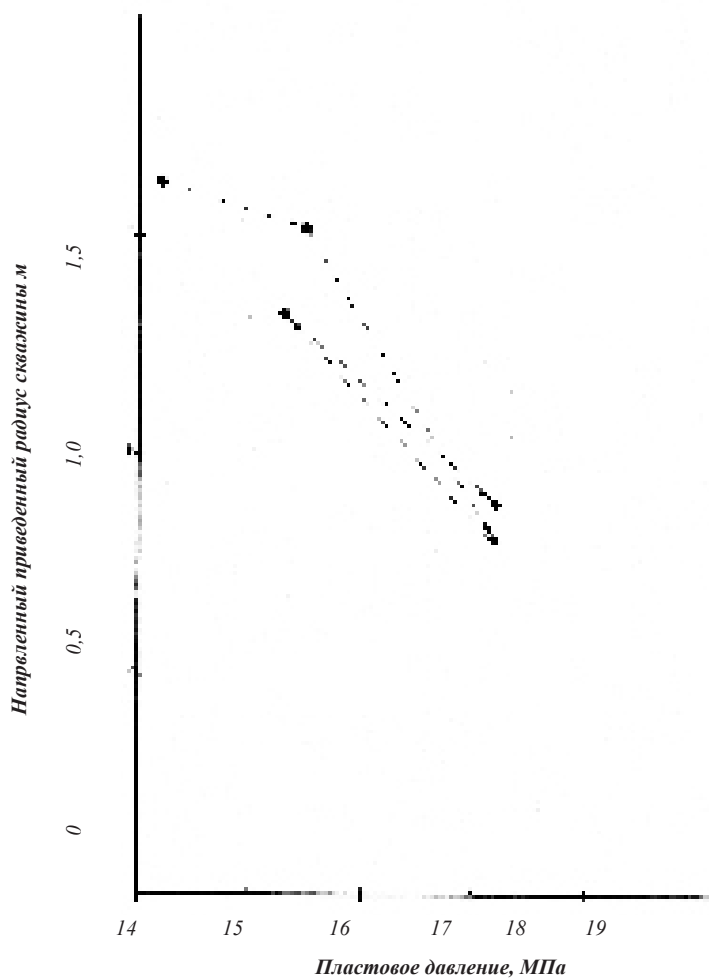


Рис.16.

отличает эти графики для скв. 6162д — от аналогичного графика на рис. 6 и ба для скв. 6162а — это абсолютная величина приведенного радиуса у этой скважины. Он на два порядка величины выше и исчисляется в метрах, а не в сантиметрах.

Второе отличие — это обратная общепринятой зависимость от пластового давления. С ростом пластового давления приведенный радиус уменьшается. В стадии падения давления он возрастает, но не достигает прежней величины при этом давлении и при вторичном подъеме давления снова падает.

Рис. 6 и ба отличаются только тем, по пластовому давлению, в какой скважине они построены. Зависимость в обоих случаях аналогичная. Отличие в одной точке, когда пластовое давление в обеих скважинах из-за не вполне установившегося равновесия разошлось и за неравномерной закачки в обе скважины.

Механизм возникновения такого большого гидродинамического радиуса у рядовой скважины не вполне понятен. Из-за этого трудно проинтерпретировать и его поведение при изменении порового давления. По-видимому, при такой особенности призабойной зоны с ростом пьезопроводности и расширением пласта уменьшается вклад в общий процесс приведенного радиуса. Как уже говорилось, несомненно одно, что для этой скважины аномальная величина приведенного радиуса и его поведение определяет и ход остальных ФПП, и имеющиеся общие правила в данном случае не вполне справедливы.

Как всякая аномалия и эта нуждается в дополнительных научных исследованиях и определении механизма и закономерностей поведения пласта в скважинах с большим приведенным радиусом.

Круговой коэффициент гидропроводности пласта в бассейне дренирования скважины 6162 д.

Как и для скв. 6162а, круговая гидропроводность вычислена из формы кривой восстановления давления и дебита в режиме простой-нагнетание и характеризует не направленное значение для интервала между двумя скважинами, а весь бассейн дренирования задающей скважины, включая в себя как частное значение и величину направленной гидропроводности.

Сопоставление круговой и исправленной гидропроводности показывает существенное расхождение в зависимости этих коэффициентов от динамики пластового давления. Если ход поведения направленной гидропроводности повторяет ход этого коэффициента для данного интервала с противоположной стороны, то круговой больше чувствует изменения приведенного радиуса. Гидропроводность бассейна ведет себя не так, как направленная, и не подчиняется основным многократно проверенным закономерностям. Не менее странно ведет

себя и вторая величина, определяемая из КВД, а именно соотношение  $k_p / r_c^2$ . Его зависимость от пластового давления дана на рис. 17а. Его случайный, хаотический ход говорит о наличии переупаковки в призабойной, разрушенной зоне с

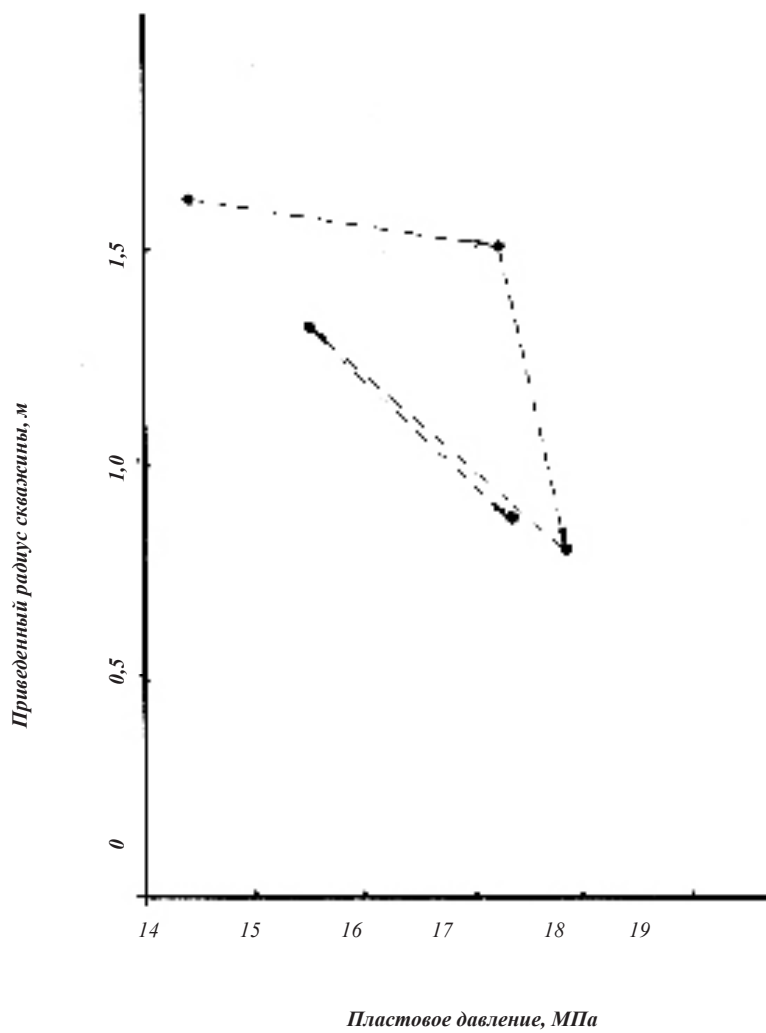
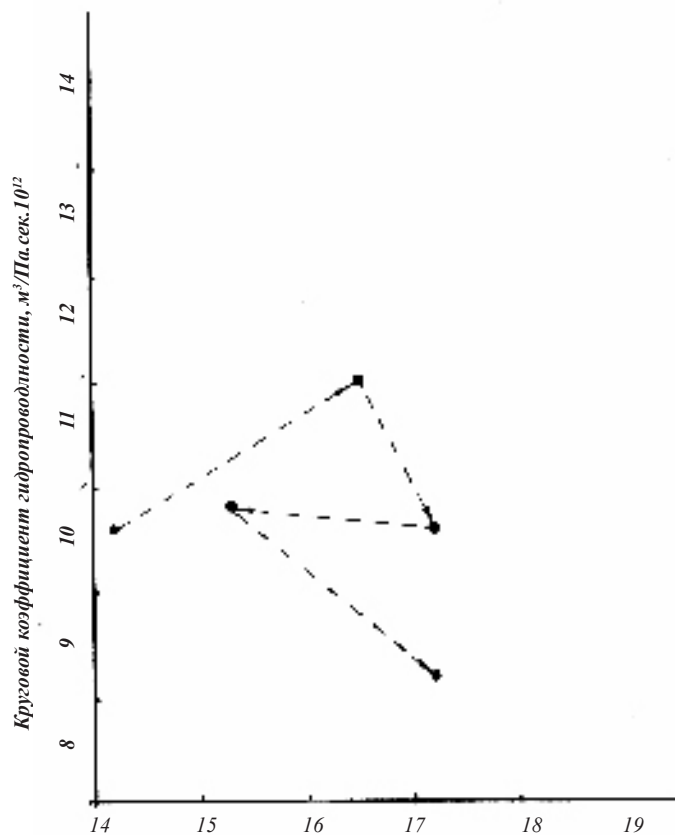
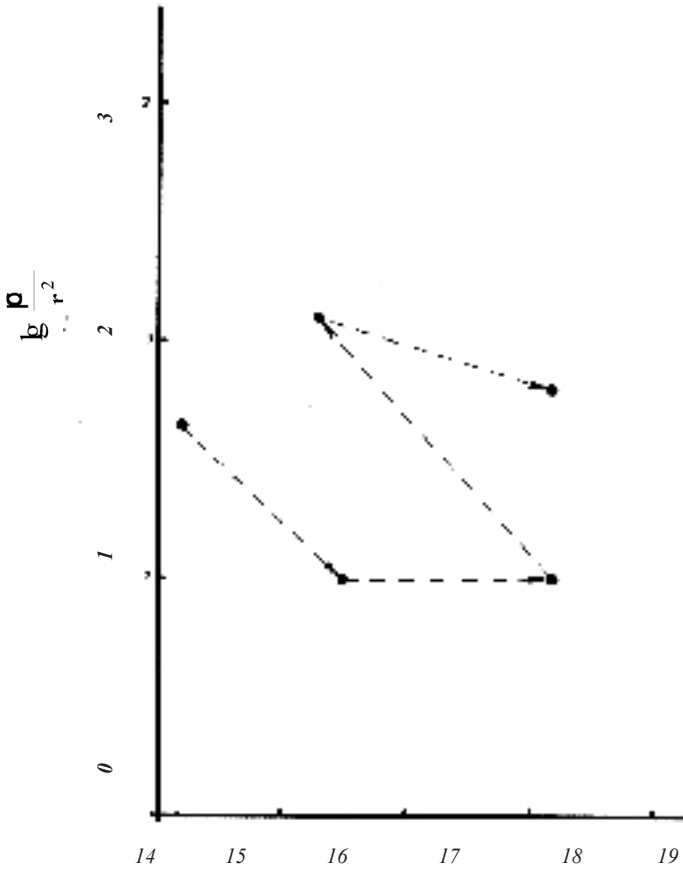


Рис.16а.



Пластовое давление, МПа

Рис.17.



Пластовое давление, МПа

Рис.17а.

Скв. 6162 д

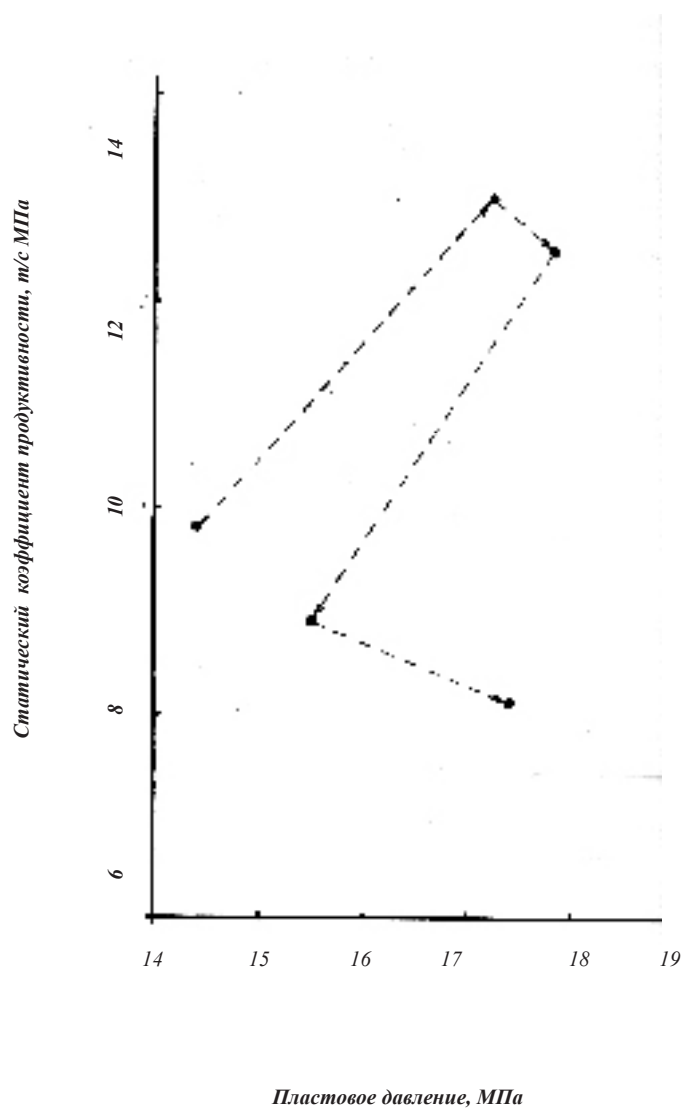


Рис.18.

наличием трещин и, возможно, каверн.

К сожалению, на этих скважинах не была применена отработанная методика самопрослушивания призабойной зоны пласта. С ее помощью удалось бы восстановить картину тех изменений, которые происходят в окрестностях этой скважины при вариациях как пластового давления, так и репрессий. Необходимо также было дополнительно изучить зависимость ФПП от величины градиента давления как при закачке, так и при отборе жидкости.

## **§15 . Статический и динамический коэффициент продуктивности**

Будучи интегральным, коэффициент продуктивности скважин зависит и от гидропроводности пласта и от приведенного радиуса скважины и ведаёт какие-то усредненное значение. По графику на рис.18 видно, что превалирующее значение все же играет коэффициент гидропроводности пласта. Это для характера поведения его зависимости от пластового давления. А вот на абсолютную величину продуктивности большее влияние имеет приведенный радиус скважины. Несмотря на примерно одинаковую проводимость пласта в обоих направлениях и значительно меньшую гидропроводность со стороны скв.6162а из-за меньшей и геофизической и гидродинамической толщины пласта коэффициент продуктивности почти вдвое выше, чем у скв.6162а (см.таб. 1 и 2, рис. 9 и 18).

## **§17. Выводы и рекомендации**

Проведенные исследования по зависимости фильтрационных параметров пласта от изменения пластового давления показали для слабопроницаемого-алев-

*При первичном цикле роста пластового давления величина продуктивности скважины растет до достижения оптимального значения. При переходе пластового давления выше гидростатического наблюдается спад продуктивности. В цикле падения пластового давления падает и значение продуктивности, причем в заметно больших масштабах, чем при первоначальном подъеме давления и, наконец, при повторном подъеме пластового давления, по-видимому, из-за перепакровки призабойной зоны продуктивность не только не растет, а, наоборот, ещё больше падает.*

*Вполне аналогичное поведение испытывает и динамический коэффициент продуктивности. Его ход на скв. 6162д совсем не похож на тот, что наблюдался для другой скв. 6161а, рис. 10.*

## **§16. Дебит нагнетания в скважине 6162 д**

*Дебит, как уже говорилось, наиболее консервативная величина, несущая на себе минимум информации. Достаточно взглянуть на график рис.20, чтобы стало ясно, что если бы не одна выбившаяся точка при близком к оптимальному значению пластового давления, дебит вообще не реагировал бы на весь драматизм событий, происходивший в пласте. Достаточно указать на сопоставление строк 4 и 5, 7 и 8, чтобы убедиться — депрессия меняется в два раза, а дебит остается постоянным. Вот почему дебит как контрольная величина не годится для оценки того или иного воздействия на пласт. Из-за своей интегральности он слишком мало информативен и может дать неадекватные сведения. Для дополнительной иллюстрации сказанного на рис.21 все значения дебитов обеих скважин нанесены на одном графике, причем по горизонтальной оси отложено не пластовое давление, а даты замеров. Хорошо видно, что в течение двух месяцев дебит обеих скважин оставался практически постоянным, флуктуируя около значения*

*$2 \pm 2 \text{ м}^3 / \text{с}$ . Лишь два значения — 14 и 16 июля, когда пластовое давление было поднято до уровня начального гидростатического, дебит среагировал и увеличился в 2 — 2,5 раза. Не имея представления о реальном поведении ФПП, можно признать эти две точки просто случайными величинами, вылетевшими из основного графика!? Из этого же графика на рис.21 хорошо видно, что настройка скважин в процессе разработки месторождения должна быть очень тонкой, чтобы получить эффект резкого увеличения дебита скважин, повышения темпа разработки и роста КИН.*

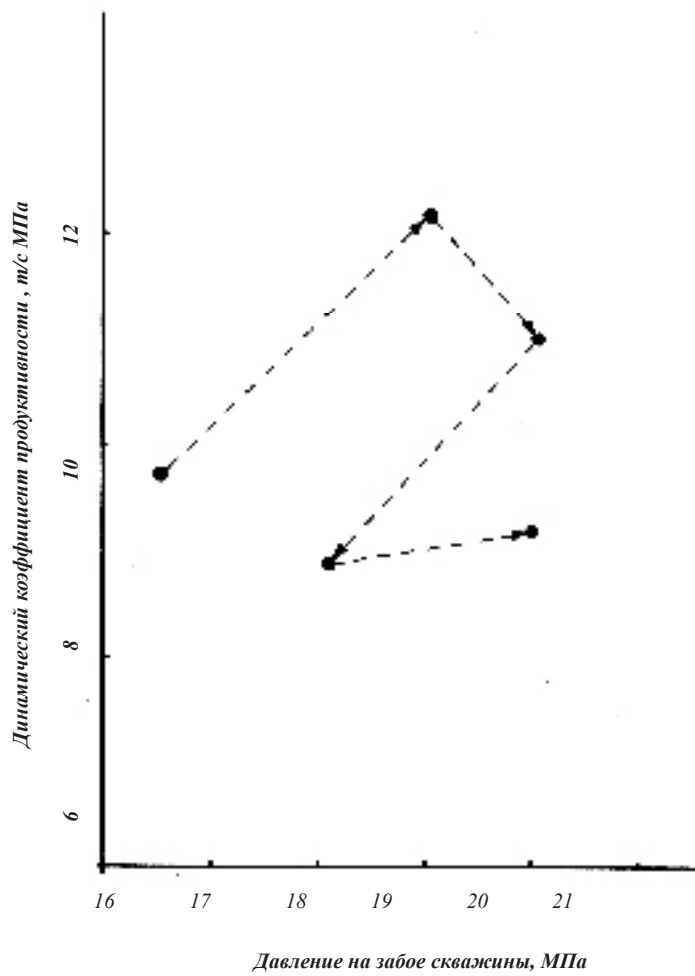


Рис.19

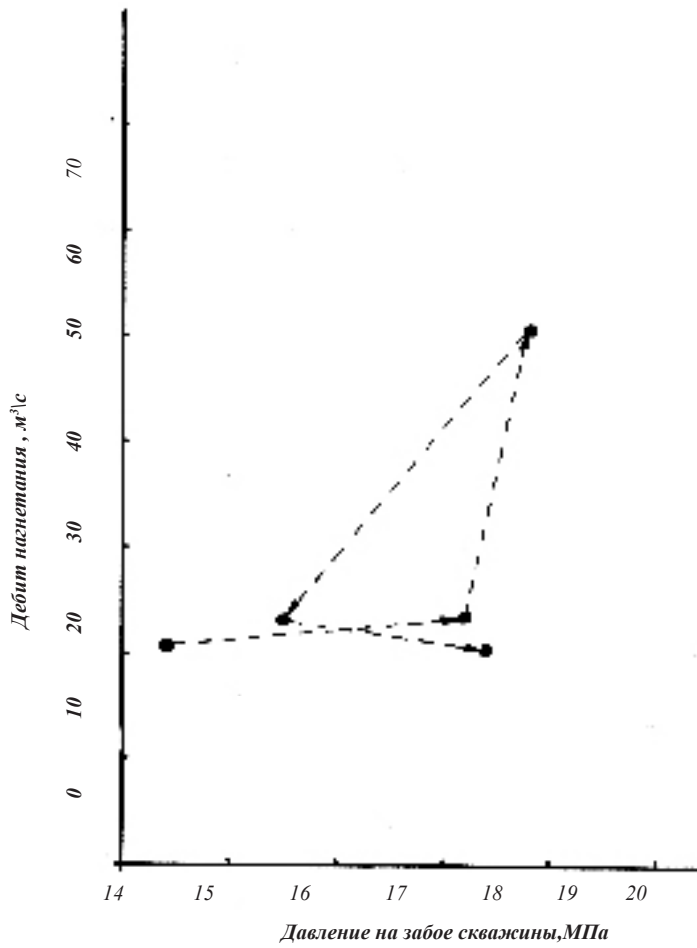


Рис.20

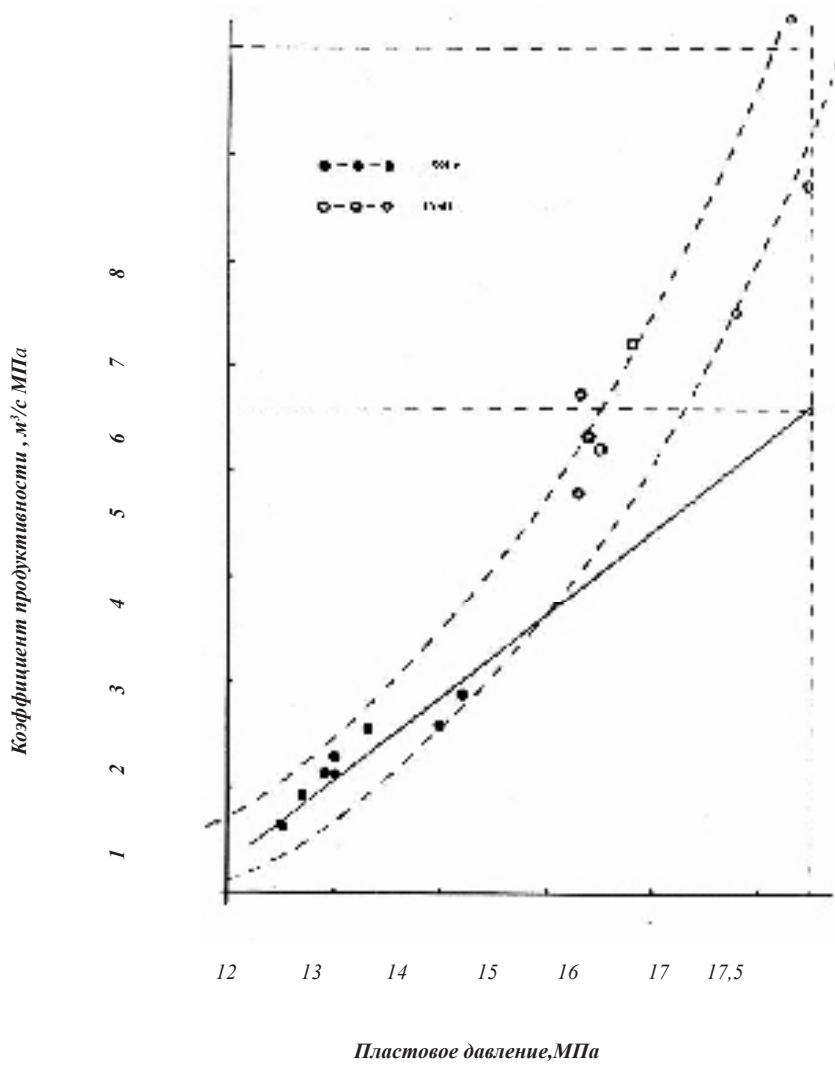


Рис.21

ролитового коллектора, что на нем подтверждается установленная закономерность сильного в 20 - 30% на 1 МПа изменения ФПП, связанного с деформацией пористого скелета пласта.

Первоначальное снижение пластового давления для глинистых коллекторов, связанное с отбором нефти без компенсации отбора закачкой, приводит к существенному снижению всех ФПП. Подъем пластового давления до первоначального гидростатического, проводимый после первичного снижения, частично восстанавливает ФПП. В данном случае степень недобора установить не удастся из-за отсутствия первоначальных данных у невозмущенного пласта. Повторное снижение пластового давления почти на одну треть ухудшает ФПП, а вторичный подъем пластового давления приводит к 30 % недобору по сравнению с предыдущим циклом.

Как следствие этого — вывод о недопустимости для алевролитовых коллекторов каких-либо колебаний в величине пластового давления в течение всего срока его выработки, 3-4 цикла вариации  $P_n$  с амплитудой в 3-4 МПа приведет к полной потере проницаемости пласта и выходу скважины из строя.

Второй вывод связан с недопустимостью больших депрессий при эксплуатации, приводящих к необратимому изменению ФПП призабойной зоны и снижению или полной потере продуктивности скважины.

Проведение исследования показало, что восстановление ФПП и, в частности, коэффициента продуктивности скважины, при первичном цикле восстановления давления до начального, имеют нелинейный характер, иллюстрируемый рис.21. На этом же рисунке дан график экстраполяции коэффициента продуктивности скв.6162а, который прогнозировал вероятное значение этого параметра на значение пластового давления равного гидростатическому. Видно, что прогноз в 2-2,5 раза занижил реально полученные значения, а, следовательно, и внес ошибки в рабочий вариант прогнозной добычи нефти с этого участка в «ТС — алевролиты», составленной КГУ в 1990 г.

## **РАЗРАБОТКА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК КОМПЛЕКСНАЯ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНАЯ ТЕХНО- ЛОГИЯ\***

*Рассмотрены вопросы создания и реализации оригинальной технологии выработки нефтяного пласта в условиях заводнения; приведена программа работ по внедрению.*

*В Казанском университете уже продолжительное время работают научно-исследовательские группы и лаборатории, занимающиеся проблемами рациональной разработки нефтяных месторождений. Один из таких коллективов возник на кафедре радиоэлектроники физического факультета КГУ по инициативе проф. Н.Н. Непримерова. За более чем 40-летнюю историю сотрудниками коллектива был пройден длинный путь от конструирования измерительной аппаратуры до создания комплексных систем анализа и разработки нефтяных месторождений в условиях заводнения. В значительной степени, проделанные работы были продолжением и развитием идей выдающихся отечественных ученых: В.Н. Щелкачева в области упругого режима фильтрации и принципов разработки нефтяных месторождений. Э.Б. Чекалюка при рассмотрении термодинамических процессов в пластах, А.Х. Мирзаджазаде при использовании модели фильтрации с предельным градиентом давления, Г.И. Баренблатта в области моделирования фильтрации в трещиноватых и сложно построенных средах, В.Н. Николаевского при описании фильтрации в деформируемых коллекторах, С. Л. Христиановича при моделировании неравновесной фильтрации.*

*Решение такой сложной задачи, как создание технологической схемы разработки месторождения в условиях заводнения, предполагает взаимодействие специалистов и научных работников, работающих в области геологии, геофизики, физики, математики, программирования, радиоэлектроники и др. В этом смысле разработка нефтяного месторождения представляет собой комплексную междисциплинарную технологию и включает в себя набор большого количества операций: создание баз данных геофизической, геологической и промысловой информации; создание физической модели среды и математической модели, описывающей эволюцию системы; создание эффективных численных алгоритмов и расчетных программных комплексов; подготовку контрольно-измерительного оборудования, систем управления и сбора информации; проведение гидродинамических исследований и интерпретацию их результатов; компьютерное моделирование вариантов разработки и создание постоянно действующей модели месторождения; технологическое устройство и переустройство скважин; применение методов увеличения нефтеотдачи.*

\* Научные технологии. Авторы: А.Г. Гаврилов, Н.Н. Непримеров, М.Н. Овчинников, А.В. Штанин

Начиналось же все с решения отдельных локальных задач. Так, на первых стадиях проводились температурные и гидродинамические исследования в действующих скважинах, для чего была разработана оригинальная аппаратура для глубинных измерений температуры и давления до забоя скважин. Это потребовало значительных научных и инженерных усилий, поскольку к подобной аппаратуре предъявляются весьма высокие требования по температурному диапазону, давлению и условиям работы в агрессивных средах [1].

Результатами подобных исследований стали сотни термограмм, полученных на скважинах различных месторождений, что позволило детально изучить их тепловой режим и сделать важный вывод о критическом охлаждении пластов в результате заводнения холодным агентом [2,3]. Математическое обоснование и описание этих процессов проводилось группой профессора М.А. Пудовкина [4-7] и представляло собой решение задачи о теплопередаче в условиях плоскорадиальной фильтрации.

Другим направлением исследований стало изучение фильтрационных параметров пластов методами нестационарной фильтрации [8]. Весьма информативным и помехоустойчивым здесь является метод фильтрационных волн давления (ФВД) [9,10], который заключается в создании периодических возмущений дебита и давления на одной из скважин и регистрации откликов на соседних. Для интерпретации полученных результатов и определения параметров проницаемости и гидропроводности решается задача плоскорадиальной фильтрации. Физически данная ситуация соответствует распространению диспергирующих волн диффузионного типа в неоднородных средах. При этом оказалось, что далеко не всегда в рамках модели сплошной среды подобные переходные процессы описываются на основе закона Дарси

$$w = -\frac{k}{m} \nabla p$$

(1)

где  $w$  — скорость фильтрации;  $k$  — проницаемость;  $m$  — вязкость;  $p$  — давление. Так появилась теория релаксационной фильтрации, в которой закон фильтрации записывается в виде простейшей модели неравновесного процесса [9]

$$w + t \frac{\partial w}{\partial t} = -\frac{k}{m} \nabla p$$

(2)

где  $t$  — параметр временной нелокальности фильтрационного релаксационного процесса;  $t$  — время. В результате уравнение для давления превращается в гиперболическое:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + t \frac{\partial^2 p}{\partial^2} - c \nabla p = 0$$

(3)

и преодолевается парадокс бесконечной скорости распространения возмущений, характерный для параболических уравнений типа теплопроводности (здесь  $c$  — коэффициент пьезопроводности).

Позже начал развиваться подход, учитывающий фрактальную геометрию пористых сред и использующий процедуру дробного дифференцирования [11]. Для этого имеются следующие предпосылки: фрактальная размерность пористых сред, фрактальный характер фронта распространения вытесняющей жидкости в процессе многофазной фильтрации, неэкспоненциальная релаксация при переходных режимах фильтрации. Так, если записать уравнение неразрывности в виде

$$a \frac{\partial^v (m r)}{\partial^v} + \operatorname{div}(r w) = 0$$

(4)

где  $a$  — размерный коэффициент;  $n$  — дробное число;  $m$  — пористость;  $r$  — плотность жидкости, то уравнение для давления типа (3) будет включать в себя дробные производные. В результате, например, фазовая скорость фильтрационных волн давления  $V_{ph}$  может быть записана следующим образом:

$$V_{ph} = \sqrt{\frac{w^{2-n} c}{a \sin^2(p/4)}}$$

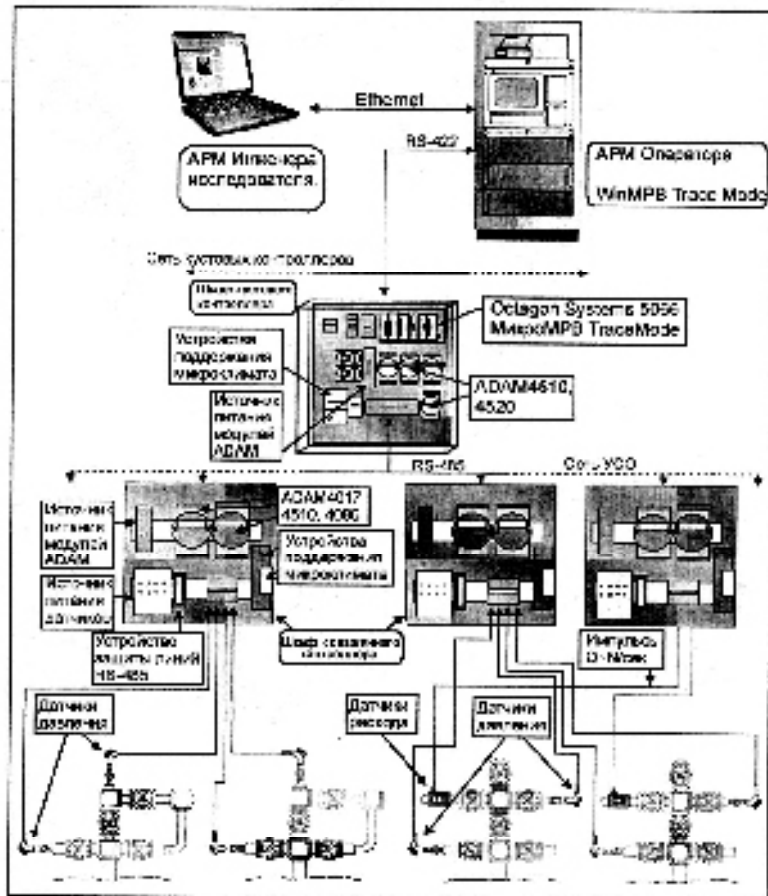
(5)

что отличается от корневого вида зависимости фазовой скорости от частоты для стандартного уравнения пьезопроводности при  $n = 1$  и  $a = 1$ . Отсюда становится возможным определение фрактальной размерности среды по данным метода ФВД.

Рассмотрим теперь подробнее реализацию технологии оптимальной разработки нефтяного пласта (ОВНП), включающую в себя: проведение дифференциального геолого-промыслового анализа, гидродинамических экспериментальных исследований и интерпретацию их результатов, создание компьютерной модели разработки и расчете вариантов, создание и реализацию технологической схемы (ТС) разработки, контроль за разработкой посредством изучения динамики гидродинамических параметров.

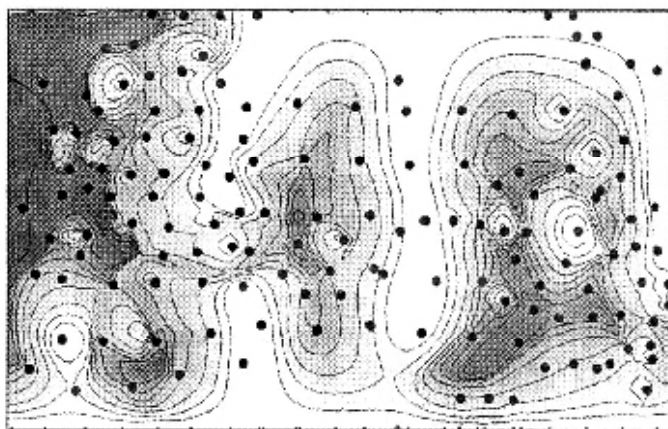
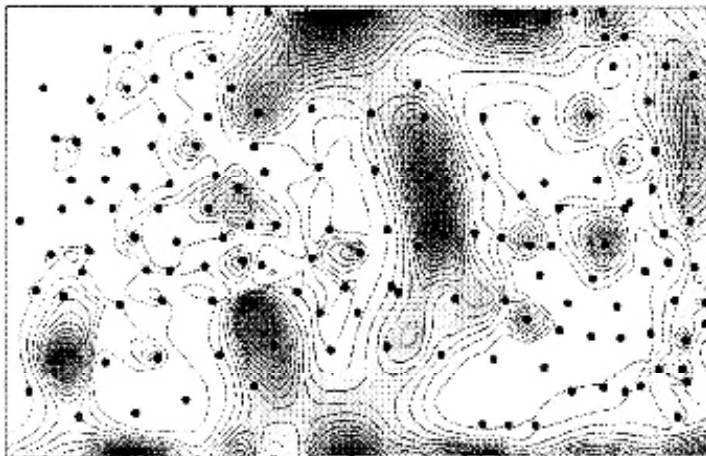
Дифференциальный геолого-промысловый анализ [12] представляет собой детальное исследование геофизических и гидродинамических параметров около-скважинного и межскважинного пространства за всю историю разработки и является предпосылкой к построению постоянно действующей модели (ПДМ)

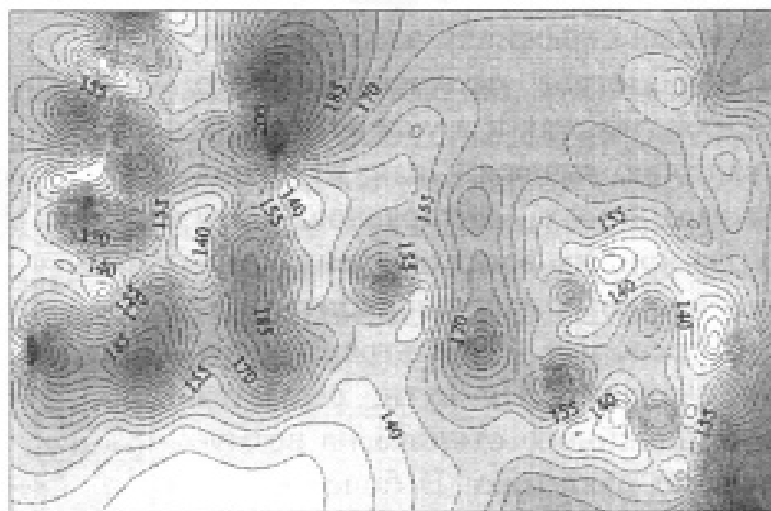
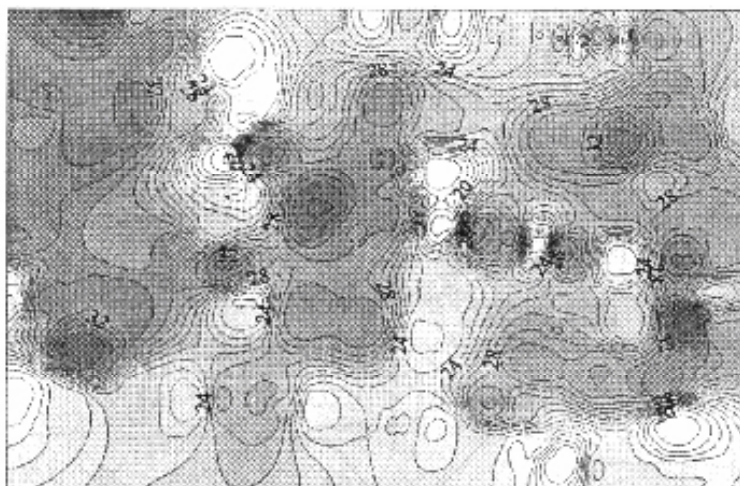
эксплуатируемого месторождения и технологической схемы разработки этого месторождения. Он разбивается на последовательные этапы; построение таблиц и карт распределения геофизических параметров, создание таблиц работы нагнетательных и эксплуатационных скважин, первичный подсчет запасов нефти, анализ приемистостей и продуктивностей скважин с учетом динамики пластовых и забойных давлений, определение параметров скважин, приведенных к начальным условиям разработки, анализ истории разработки, подсчет оптимальных депрессий (репрессий) для каждой скважины, построение корреляционных графов



*Рис.1. Схема автоматизированного комплекса*

*Важнейшей составляющей технологии ОВНП являются непосредственные натурные исследования по определению таких параметров, как гидропроводность, пьезопроводность, приведенный радиус скважины. Для систематического проведения гидродинамических исследований создаются автоматизированные комп.*





г)

Рис. 2. Расчетное поле: а) гидропроводности; б) водонасыщенности. Карта: в) текущих изобар; г) изотерм

Эти комплексы являются частью автоматизированной системы контроля и управления за выработкой пластов (АСКУ-ВП). При этом проводятся исследования как на одиночных скважинах для определения параметров околоскважинного пространства, так и в условиях взаимодействия скважин для изучения межскважинных интервалов. Это методы кривых восстановления давления и кривых падения дебита (всего 9 режимов), фильтрационных волн давления. По сути, решается задача линейного отклика на возмущение по давлению. В более сложных моделях приходится иметь дело с нелинейными волнами в неоднородных средах.

Следующий этап - составление постоянно действующей модели месторождения. Для этого строятся массивы данных для последующих гидродинамических расчетов фильтрации на основе оригинальной компьютерной программы [13]. Эта программа позволяет рассчитывать текущие поля нефтеводонасыщенности и давлений по известным распределениям геофизических, а в случае необходимости и термодинамических параметров при произвольном задании дебитов нагнетательных и эксплуатационных скважин. Программа представляет собой последовательность алгоритмов решения прямой фильтрационной задачи [14], основана на подходе Баклея-Левретта для описания многофазных потоков. Расчеты осуществляются методом конечных разностей на сетках произвольных размеров. Важнейшей задачей здесь является адаптация модельных параметров к реальным условиям. При этом решаются проблемы корректности интерполяций, адекватности моделей и алгоритмов, разделения вкладов различных пластов, исходной неточности и недостаточности массивов данных, производятся сравнения расчетных и измеренных значений давлений, расчетных водонасыщенностей и измеренных обводненностей, расчетных и измеренных температур, гидропроводностей и пьезопроводностей.

После АДАПТАЦИИ модельных параметров путем прослеживания истории разработки месторождения в рамках описания ее по вычислительной модели и сравнения ее результатов с данными натурных измерений, картами разработки, можно говорить о построении ПДМ, если модельное описание и данные экспериментов, в целом, совпадают.

На рис. 2 в качестве примеров приведены расчетные поля распределения гидропроводности (большие значения гидропроводности показаны темным цветом, рис. 2,а) и водонасыщенности (заводненные участки соответствуют светлым тонам, рис. 2,б), карта текущих изобар, построенная по данным замеров давления (рис. 2,в) и поле распределения температур, построенное по данным измерений температуры (рис. 1,г) для пласта Д0 одного из экспериментальных участков на Березовской площади Ромашкинского месторождения.

Всего на участке эксплуатируется 120 скважин (показаны точками), его размеры 54 км. Из рис. 2 мы видим хорошую корреляцию расчетных и конт-

ролируемых полей, что является свидетельством адекватности используемой вычислительной модели.

В результате получают расчетное поле текущей нефтенасыщенности и поле распределения подвижной нефтяной фазы. Это уже дает возможность качественного управления процессом разработки, что и используется при составлении технологической схемы доразработки участка. Прогнозные варианты могут основываться на различных подходах к темпу разработки, объемам отборов и закачек и позволяют конкретизировать общую стратегию дальнейших работ.

Следующим этапом работ является, собственно, составление технологической схемы. Реализация ТС предполагает разбиение месторождения на объекты, разработка которых будет контролируемой и управляемой, поддержание требуемого уровня пластового давления, выбор значений депрессий и репрессий, позволяющий поддерживать заданные темпы отбора и закачки, но не приводящий к существенному снижению продуктивности скважин, управление фильтрационными потоками, проведение мероприятий по увеличению приведенного радиуса скважин, создание возможностей для использования фонтанного способа эксплуатации, осуществление закачки таким образом, чтобы не происходило существенного снижения температуры пласта, а физико-химический состав

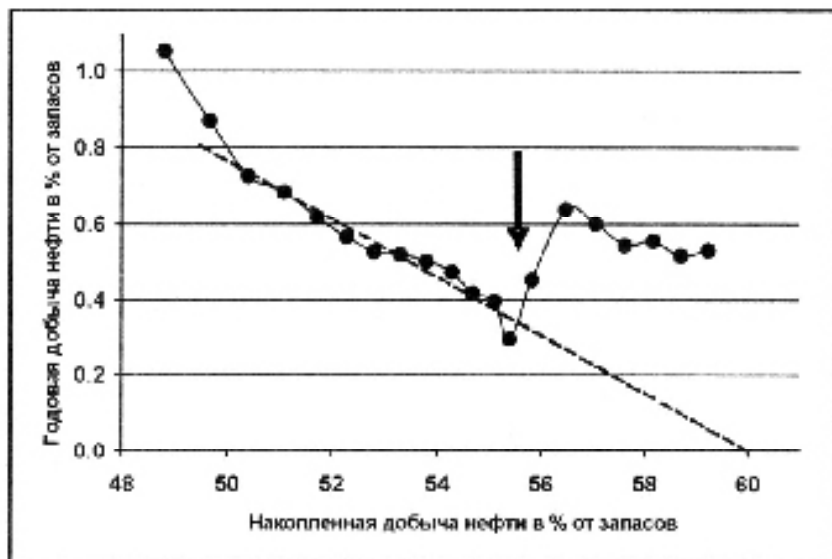


Рис.3. Кривая вытеснения

*В основе технологии ОВНП лежит принцип: в процессе разработки следует минимизировать отклонения фильтрационных параметров нефтеносных пластов от их значений в начальных условиях залегания. Расчет различных вариантов разработки осуществляется на основе ПДМ. При необходимости производится реконструкция технологической инфраструктуры, а затем в процессе разработки реализуется непрерывный гидродинамический контроль на базе АСКУ-ВП [15,16].*

*Таким образом, примерная Программа работ по внедрению технологии ОВНП в условиях заводнения на поздней стадии разработки включает в себя:*

- 1. Сбор информации о геологическом строении объекта и условиях эксплуатации;*
- 2. Построение геолого-гидродинамической модели разработки и первичные расчеты полей гидропроводности и текущей нефтенасыщенности по пластам;*
- 3. Оценку технического состояния скважин;*
- 4. Подготовку и проведение гидродинамических исследований профилей закачки и излива призабойных зон скважин и межскважинных интервалов гидродинамическими методами, проведение дополнительных температурных исследований;*
- 5. Уточнение экономико-технологических возможностей и условий дальнейшей разработки;*
- 6. Создание постоянно действующей геолого-технологической модели объекта;*
- 7. Компьютерное моделирование вариантов разработки на основе данных гидродинамических исследований и сравнительный анализ вариантов разработки;*
- 8. Создание технологической схемы разработки месторождения;*
- 9. Технологическое переоборудование объекта, включая системы водоснабжения и нефтесбора. Бурение новых скважин в случае технологической необходимости, реликвидацию скважин, доперфорирование;*
- 10. Разработку и реализацию на объекте системы автоматизированного контроля и управления разработкой (АСКУ-ВП);*
- 11. Проведение комплекса мероприятий по управлению пластовым давлением, заданию требуемых депрессий и репрессий;*
- 12. Проведение первичных мероприятий по оптимизации гидродинамического режима;*
- 13. Оценку кадрового потенциала и профессиональную переподготовку кадров;*

*14. Использование методов увеличения нефтеотдачи;*

*15. Контроль текущего состояния выработки пласта с помощью АСКУ-ВП и ежемесячное задание режимов работы по каждой скважине;*

*16. Проведение вторичной оптимизации разработки через 2-3 года после начала использования технологии.*

*Интегральная характеристика разработки одного из участков Березовской площади показана рис.3 в виде кривой вытеснения.*

*Стрелкой указано начало работ по технологии ОВНП (с 1996 г.). Мы видим, что за 7 лет была существенно увеличена добыча нефти. При этом суммарный отбор жидкости и уровень закачки в 1996-2002 гг. не превосшел уровень 1989-1995 гг., а обводненность продукции при этом снизилась.*

*Таким образом, успешный результат был достигнут не за счет форсированных отборов, а за счет управления фильтрационными потоками, оптимизации работы каждой скважины [17].*

*Данные работы проводились и проводятся в тесном сотрудничестве с ОАО "Татнефть" и положительная оценка этих работ прозвучала на заседании Центральной комиссии РФ по разработке горючих полезных ископаемых 12 марта 2003 г. [18].*

*На кафедре радиоэлектроники развиваются и другие методы исследования фильтрации в пористых средах. Так, был развит метод пассивного акустического контроля (спектральной шумометрии) состояния скважин, определения профилей притока, местоположения заколонных перетоков [19]. Проводятся лабораторные исследования пористых сред методами диэлектрической спектроскопии, ядерного магнитного резонанса. Разрабатываются дискретные модели исследуемой среды, осуществляется молекулярно-динамическое моделирование фильтрации методами численного эксперимента. Интересным способом контроля разработки может стать и метод, основанный на создании переменных гидродинамических режимов в пластах с обнаружением упругого отклика в виде смещений и деформаций в приповерхностном слое земли [20].*

*В заключение отметим, что в области управления разработкой нефтяных месторождений остается еще много нерешенных задач как фундаментального, так и прикладного характера.*

## Литература

1. Непримеров И. Н., Шарагин А. Г. Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1961.
2. Непримеров Н. Н. Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов, - Казань: Изд-во Казанского университета. 1978.
3. Neprimеров, N.N. Christoforova, N.N. and Kushtanova, G.G. Correlation of heat flow with tectonic (convecnive cells) and hydrogeological field Experimental and theoretical study. *Revista Brasileira de Geofisica*, 1989, vol. 7(2) p. 129-139.
4. Непримеров Н.Н., Марков А. И., Пудовкин М. А. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. - Казань: изд-во Казанского университета, 1968.
5. Пудовкин М. А., Саламатин А. Н., Чугунов В. А. Температурные процессы в действующих скважинах. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1977.
6. Пудовкин М. А., Волков И. К. Краевые задачи математической теории теплопроводности в приложении к расчетам температурных полей в нефтяных пластах при заводнении. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1978.
7. Куштанова Г. Г. Температурный контроль разработки месторождений нефти и газа. - Казань: Новое Знание. 2003.
8. Непримеров Н.Н. Влияние промыслового эксперимента на развитие теории фильтрации. Сб. Проблемы теории фильтрации и механика процессов повышения нефтеотдачи. - М.: Наука, 1987, с. 153-162.
9. Молокович Ю. М., Непримеров Н. Н, Пикуза В. П., Штанин А. В. Релаксационная фильтрация. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1980.
10. Овчинников М. И. Интерпретация результатов исследований пластов методом фильтрационных волн давления. - Казань: Новое знание, 2003.
11. Ovchinnikov, M. N. Ryabov, Ya. E. Filtration, Fractal and fractional derivatives. *Proc.Int.Conf.Geometrization of Physics II*. - Kazan, October 1997, pp. 116-119.
12. Овчинников М. Н. Георесурсы. 2001. № 1. С. 4-7,
13. Чекалин А. П., Овчинников М. Н., Прошин Ю. Н. Программа расчетов многофазных фильтрационных потоков в водонефтяных пластах. Свидетельство № 980455, бюл. РОСАПО №3. 1998. с. 28.
14. Чекалин А. Н. Численные решения задач фильтрации в водонефтяных

пластах. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1982.

15. Гаврилов А. Г., Непримеров Н. Н., Панарин А. Т., Штанин А. В. Способ выработки нефтяного пласта. Патент РФ №2099513. бюл. №35, 1997, с. 502.

16. Овчинников М. Я, Куштанова Г. Г. Способ разработки нефтяных месторождений в условиях заводнения. Патент РФ № 2166069, бюл. № 12. 2001. с. 470.

17. Овчинников М. Н., Штанин А. В., Панарин А. Т. Опыт оптимизации выработки нефтяных пластов на базе технологии ОВНП. Труды научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения, - Лениногорск. 1998, с. 212-216.

18. Нефтяное хозяйство. С заседания Центральной комиссии по разработке. 2003. № 8. с. 100-124.

19. Николаев С. А., Овчинников М. Н., Николаев А. С Способ контроля гидро-

## Леквайр. Нефтяное месторождение на севере султаната Оман (Краткий обзор истории и состояние)

### § 1. Климат и геологический режим месторождения

*В подошве осадочного чехла мезопотамского прогиба лежит аравийская плита, движущаяся с юга на север. Со всех сторон она окружена горными сооружениями и в климатическом отношении представляет собой замкнутый котлован, в котором за все время существования осадочных накоплений, около 40 миллионов лет, стоит устойчивой антициклон с безоблачным небом в течение 360 дней.*

*Котлован периодически то заполнялся водой полностью, то вода частично отступала, образуя плоскую песчаную пустыню аравийского полуострова. Водный бассейн во все времена был мелководным, слегка и плавно проседал под действием веса накапливающихся осадков. Снос вещества и органики шел с севера за счет рек Тигр и Евфрат. Мелководье, хорошо до дна прогретое солнцем, обилие органики способствовало бурному развитию планктона в водной среде. Отмирая, он откладывал мощные толщи известняков, которые изредка переслаивались другими породами. Уплотняясь под собственным весом известняки, образовали среду, в которой органика планктона преобразовалась в нефть, оставаясь на том же месте, где произошло отложение.*

*Отсутствие крупных геотектонических движений способствовало целостности известняковой плиты и, как следствие, отсутствию вертикальных трещин с образованием чисто пористого коллектора с большой пористостью и малой проницаемостью.*

*Нефтяные и газовые месторождения возникли повсеместно за счет частичного перераспределения нефти в локальные ловушки. Наибольшее скопление планктона, а следовательно, и нефти наблюдается в северной части мезопотамского прогиба вблизи устья впадающих в залив рек. Это так называемый Золотой треугольник.*

*Месторождение Леквайр расположено на крайнем юге прогиба в приподнятой предгорной части. Продуктивные отложения связаны с мощной пачкой известняков Шуайба и Харайб мелового возраста, разделенных слабо проницаемым прослоем пятиметровой толщины. Залегание продуктивных пластов — плоское, с разницей высоты купола и окраин в несколько десятков метров на расстоянии в 10 километров.*

*Месторождение Леквайр, также как и остальные месторождения прогиба, само себя сформировало. В небольшом случайном возвышении, за счет гравита-*

ционного фактора, начала скапливаться более легкая нефть, вытесняя более тяжелую воду. Над куполком образовалась гравитационная аномалия, и став, за счет нефти более легким, куполок начал всплывать, увеличивая постоянно свои размеры. Обратная связь привела к ускорению этого процесса, достаточно быстро по сравнению с геологическими временами. Известняковая плита, составляющая основу месторождения и его окраины, в направлении с юго-запада на северо-восток выдержала целостность, лишь плавно изогнулась. Перпендикулярно к этому направлению плита не выдержала возникших растяжений и лопнула с образованием взброса амплитуды в 20-30 м, ограничив размер месторождения с этих сторон.

## § 2. Гидрогеологический режим

Месопотамский прогиб замкнут со всех сторон и для него характерен застойный режим с практически полным отсутствием движения пластовых вод. По краям, где пласты выходят на поверхность, и существует область питания, дождей нет и сноса со снеговых вершин тоже. Исключение составляет крайний север прогиба для месторождения Ирака и Ирана.

Отсутствие латерального движения вод, даже при погружении пластов, приводит к полному отсутствию водонапорного режима у месторождений. Работает лишь упругий режим. На образовавшемся месторождении шло лишь локальное движение вод не по горизонтали, а по вертикали продуктивных пластов.

Первоначальный состав осадка водного бассейна состоял из тела планктона, его известкового панциря и зацементированной между остатками организмов морской воды. Со временем и возрастом месторождения шло одновременно два процесса: уплотнение осадков и отжим морской воды и гравитационная сегрегация. Более тяжелая вода оседала, а более легкая нефть всплывала до регионального водоупора или покрывки месторождения. По видимому, прослой разделяющий пласты Шуайба и Харайб, не является абсолютным водоупором и пропустил через себя излишнюю воду пласта Шуайба, сделав его сухим без водонефтяного контакта у подошвы пласта.

Пласт Харайб, приняв на себя, кроме собственной воды, еще и воду пласта Шуайба, стал водоплавающим, толщина слоя воды в нем больше толщины занятой нефтью. Водонефтяной контакт нижнего пласта практически плоский, с зеркалом на отметке 1150 метров.

С боков месторождения внешний и внутренний контур нефтеносности сов-

падают. С юго-запада и северо-востока имеется обширная водонефтяная зона.

При разработке нефтяного месторождения и снижения в нем пластового давления не произошло существенного продвижения ВНК, а наблюдается лишь подъем ВНК с переходом от горизонтального к вертикальному строению. Осуществилось это за счет упругого запаса водного бассейна вокруг месторождения.

### **§ 3. Гидродинамический режим**

Месторождение Леквайр разбурено по плотной сетке в 4 га на скважину.

При заводнении по площадной и частично очаговой схеме соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин близко к 1:1. Перфорацией вскрыты оба пласта. В нагнетательных скважинах вскрыта большая толщина пласта по сравнению с эксплуатационными.

Гидродинамический режим четко распадается на два периода. Первый период — 1978-1984гг., когда шла эксплуатация всех пробуренных скважин в фонтанном режиме. За этот период пластовое давление в залежи плавно снижалось с начального  $P_0 = 135$  атм. до  $P_{пл} = 113$  атм., то есть на 22 атм. Продвижения контурных вод не было, поэтому вся добыча шла за счет упругого режима с темпом примерно 0,6 млн. тонн на 1 атмосферу.

Начиная с 1984 года началось хаотическое заводнение по всей площади месторождения. Согласно этому и пластовое давление получило хаотическое распределение.

Разность в пластовых давлениях достигли более сотни атмосфер. Сократилось до крайнего минимума и число замеров пластовых и забойных давлений.

Учитывая площадный характер заводнения, сведения о продвижении фронтов нагнетаемой воды дают весьма грубое приближение. Более точное распределение будет дано с учетом анализа обводненности и добычи воды по эксплуатационным скважинам. Еще более точные данные будут получены после измерений в каждой нагнетательной скважине, реально принимающей воду доли общей толщины пласта. Эта работа второго этапа договора между ПДО и ООО "Татгеотех".

### **§ 4. Теплофизический режим**

Температурный режим месопотамского прогиба характеризуется как резко повышенный по сравнению со среднемировыми данными.

Температура нейтрального слоя, определяемая среднегодовой температурой местности, лежит в пределах 30-36°C. Термоградиент повышения температуры

с глубиной меняется от 3,5°С/100м до 5°С/100м и более чем вдвое превышает общемировой уровень в 2°С/100м. Он определен двумя причинами. Отсутствием латерального движения подземных вод, то есть застойным режимом. Благодаря этому тепловой поток, идущий из недр, одинаков по всему разрезу от кристаллического фундамента до дневной поверхности. Вероятнее всего повышено и значение самого теплового потока. Величина его будет определена после получения качественных термограмм в пьезометрических скважинах

В центральной части прогиба, на глубине 2500 м  $T_{пл} = 115^{\circ}\text{C}$ . На месторождении Леквайр на глубине залегания пластов  $T_{пл} = 69^{\circ}\text{C}$ . Начальное распределение пластовой температуры на месторождении подлежит уточнению после специальных измерений.

Температура закачиваемой воды в скважины месторождения с небольшим сезонным разбросом, равна температуре вод Арабского залива, то есть примерно 36°С. Отсюда тепловой напор на пласты месторождения составляет

$$\Delta T = T_{ж} - T_{зак} = \Theta - \vartheta = 3^{\circ}\text{C}.$$

Это достаточно большая величина, сказывающаяся на вязкости добываемой нефти.

## § 5. Физико-химический режим

В отличие от четырех предыдущих режимов - физико-химический относительно спокойный. Связано это с тем, что месопотамский бассейн застойный. В порах пластов Шуайба и Харайб в качестве реликтовой пластовой содержатся воды Арабского залива 40 миллионов лет давности.

При разработке месторождения Леквайр закачивают в основном воду из формации или добытую возвращают обратно. Смешение этих вод не должно вызывать сильного взаимодействия. Для доказательства надо сравнить результаты анализа состава пластовых и закачиваемых вод.

Если состав окажется отличным, то необходимо будет детально рассмотреть взаимодействие закачиваемых вод с пористым карбонатным скелетом пласта-коллектора, так как именно оно определяет величину фильтрационного сопротивления пласта движению в нем флюида.

## § 6. Постнефтяной режим

После окончания разработки месторождение остается еще пригодным для использования инфраструктуры. Она может быть использована в трех направлениях.

*1<sup>0</sup>. Добыча пластовых вод для извлечения из них полезных компонент. В коллекторах, благодаря богатству состава осадочных пород в пластовых водах в высокой концентрации содержатся не только тривиальные, но и редкие компоненты: ванадий, йод, бром и т.п. В карбонатных коллекторах разнообразие состава не наблюдается, кроме того, в застойном режиме нет массопереноса: выщелачивание и переотложение пород. Таким образом, использование пластовых вод проблематично.*

*2<sup>0</sup>. Использование пластовых термальных вод как дармовой источник тепла. На месторождении Леквайр это воды с  $T=69^{\circ}\text{C}$ , у более глубоко залегающих пластов  $T>100^{\circ}\text{C}$ . Из них можно получать водяной пар на поверхности для выработки электроэнергии.*

*Учитывая высокую поверхностную температуру в Омане вероятность получения тепла из пластовых вод месторождения Леквайр весьма мала.*

*3<sup>0</sup>. Использование выработанных нефтяных пластов как резервуара для захоронения отходов производства, в том числе и вредных, и радиоактивных. Однако для этих целей пласты Шуайба и Харайб мало пригодны. При достаточно большой пористости  $\sim 25\%$ , а следовательно и емкости, они имеют низкую проницаемость - порядка 1 миллидарси. Это означает малое сечение межпоровых каналов. Они не пропустят ни крупные молекулы отходов, ни взвешенные в них твердые частицы. Далеко месторождение и от источника отходов.*

*Для постнефтяного режима месторождения Леквайр надо продумывать новые, нетрадиционные методы использования.*

## Кристаллический фундамент прародитель глин

*Земная кора имеет разную толщину под океанами и материками. При извержении вулканов на материках, лава на поверхности Земли, встречается с кислородом воздуха и горит, превращаясь в смесь окислов. Нижняя часть шлаковой горы получила название СиМа, за счет преобладания окиси кремния и магния, а верхняя часть Си Аль, где вместо магния превалирует алюминий.*

*Все окислы соединены между собой магнитными амперовскими связями с крайне малым радиусом взаимодействия. Сила связывающая их обратно пропорциональна шестой степени радиуса.*

$$F_m = \frac{m_1 m_2}{r^6},$$

*где,  $m_1$  и  $m_2$  магнитные моменты молекул. Сплошная среда из окислов представляет собой хрупкий кристаллический массив.*

*Под действием неоднородного теплового поля Земли, происходит непрерывно деформация земной коры, разбитой на плиты и блоки. Возникающие при этом трещины между блоками имеют микроскопические размеры сопоставимые с размерами молекул окислов, т.е. порядка  $10^{-7}$  см.*

*Блоки при смещении друг относительно друга обрывают за счет механического трения отдельные молекулы окислов, которые заполняют трещину. Обладая разорванными магнитными связями, они вновь соединяются между собой, образуя вещество отличное от строения блоков, от которого они оторвались.*

*В условиях ограниченности размера трещины по одной из координат, они вынуждены соединяться в плоские фигуры, т.е. пластинчатые, чешуйчатые образования. Таким образом, в массиве кристаллического фундамента земной коры идет генерация глин разного состава с одним главным признаком. Они ограничены по одному из размеров. Состав тоже - смесь окислов, лишь форма другая. При выходе кристаллического фундамента на дневную поверхность земли он начинает разрушаться за счет водной и ветровой эрозии, образуя два вида частиц: обломки вещества блоков и глинистую компоненту. Перемещаясь по поверхности Земли, они образуют терригенные отложения из кристаллов кварца, освободившиеся за счет трения от обрамляющих его других окислов и глин. Смесь их в отложениях получила название алевролитов.*

### *Заметки участника III мировой войны!*

Отгремели праздники 60-летия со дня победы. В душе горький осадок оттого, что до сих пор пропагандируются стереотипы об СССР, созданные еще в сталинские времена, как о спасителе мира от фашизма в Великой отечественной войне и нельзя сказать правду о той войне, не отобрав у всей массы оставшейся в живых участников чувства совершенного подвига в защиту отчизны!

Правду я написал в очерке «II мировая война. Взгляд участника через 60 лет», опубликовал его в 9 томе своих Трудов. Считаю, что нас надо не поздравлять с победой, а выражать сочувствие за участие в великой Войне, устроенной двумя диктаторами в центре Европы в борьбе за мировое господство!

Из этой неудовлетворенности, как стремление к действию, родилась идея написать очерк о своем участии в III мировой войне.

Это война на религиозной основе, смешанной с колоссальной разностью в развитии и благосостоянии богатого христианского Северо-Запада и бедного мусульманского арабского мира. Противостоят друг другу около 2 миллиардов человек. Я ее кратко называю «война Корана против Библии». Началась она исподволь еще в 50-60 годы, а оформилась явно после 11 сентября 2003 г. терактом против США. Главная движущая сила в этой войне — малообразованная масса арабов, дисциплинируемых верой, порождающая фанатиков этой веры, а они в свою очередь — террористов-смертников.

В борьбе с ними бесполезны танки, пушки, самолеты и ракеты. Я считаю, что одним из способов борьбы в этой диффузной войне является подъем образования в арабском мире с его 1,7 миллиардным населением. Подъем образования снизит веру, снижение веры приведет к уменьшению числа фанатов веры, а с ними и желающих отдать свою жизнь за общее дело!

Вооруженный этой идеей, а так же программой социального наследования и технологией 100% извлечения нефти из недр, как экономической основой подъема уровня жизни арабского мира, я принял предложение советника президента Шаймиева по странам Африки и ближнего Востока Самира Аль Хасана посетить страны Арабского (Персидского) залива. Спонсором этих поездок выступил бизнесмен Аль Набуда, капитал которого составляет 6 миллиардов долларов.

Приземлились мы, со мной был Артур Асланян, как ученик и переводчик, и доктор Самир Аль Хасан, в городе Дубай Объединенных Арабских Эмиратов. Он поразил меня своим величием. Это был город 23 века, построенный за последние 30 лет, после открытия большой нефти Персидского залива. Поселили нас в шикарной квартире в здании банка “Каир”, потом в мотеле “Золотой пляж”. Теплое море и курортное питание.

Аль Набуда принимал меня на своей загородной вилле, на берегу Индийского океана. Одновременно собрались его друзья — богатые арабы. Я осмотрел его

коллекцию стрелкового оружия и присутствовал на соревнованиях присутствующих гостей в стрельбе.

Начались посещения иностранных фирм, разрабатывающих нефтяные месторождения Персидского залива. Оказалось, что все они не заинтересованы в появлении новых фирм-конкурентов. Кроме того, к нам отнеслись как к выходцам из дикой, заснеженной страны, в которой в принципе не может возникнуть технологии лучшей, чем та, которую используют они. Но один из руководителей, палестинец Джамал, встал на нашу сторону. Поставил условие, что если мы сумеем получить хотя бы один успешно выполненный контракт, выступим с докладом на международном форуме нефтяников и опубликуем статью хотя бы в одном из ведущих мировых научных журналов, то он сумеет обеспечить нам в дальнейшем контракты.

Вторая поездка состоялась в Султанат Оман и совпала с резким падением добычи нефти в этой стране. Руководство ведущей нефтяной компании Омана пригласило нас для консультаций. Мы сделали доклад о своей технологии в фирме PDO (Petroleum development Oman). Был сделан также доклад-лекция о программе социального наследования в университете города Маскат — столице Омана. Последовало предложение о заключении договора с Казанским государственным университетом. В Омане нас курировал и вложил немало своих денег бывший заместитель министра нефтяной промышленности Мусса ?ль Вохайби. Он и сейчас поддерживает наши проекты.

Третья поездка, под охраной — из Дубая (ОАЭ) в Ирак морем на пароме «Манар». Администратор парома — наша русская Наташа. От Аль-Набуды она получила тушу барана и 10 куриц для нашего дополнительного питания. Это было перед самой оккупацией Ирака союзными войсками. Плыли полтора дня, мимо американского авианосца. Ирак встретил нас страшной нищетой, разрухой и колоссальным контрастом между богатыми ОАЭ, Оманом и Ираком под диктатурой Саддама Хуссейна. Визы на въезд и выезд в Ирак нам в паспортах не ставили, и 12 дней меня, по визам, не было ни в одной стране мира!

В Багдаде нас поселили в гостинице «Меридиан», которую только что переименовали в «Палестину». На другой день нас пригласил к себе главный шейх Багдада. Я подробно рассказал ему о своих желаниях помочь в подъеме образования арабов, в экономике — резко увеличив эффективность добычи нефти. Переводчиками были доктор Самир — на арабском, и Артур Асланян — на английском.

Через день — новый прием у шейха, более обстоятельный, после которого шейх сказал, что шейхи Ирака к Хуссейну не ходят, Саддам Хуссейн сам к ним ходит за советом. Но на этот раз он сделает исключение, пойдет к Саддаму Хуссейну и расскажет ему наши предложения.

Далее шейх организовал нам встречу с интеллигенцией Багдада. После нашего сообщения им о возможности улучшить образование в их стране они ответили,

что в Ираке не работает ни один институт и ни одна школа. Народ до 30 лет неграмотный. Как им в этих условиях внедрить наши сверхновые идеи? Нас сводили в Вавилон, засыпанный шестиметровым слоем осадков — до Саддама раскопали лишь малую часть древнего города. При Хуссейне стали его восстанавливать заново, но успели откопать лишь стены. Показали и один из сорока дворцов Саддама, около Вавилона.

Перед отъездом шейх принял нас еще раз и заверил, что как только обстановка в Ираке нормализуется, они пригласят нас к себе.

Через несколько недель началась война в Ираке, и я в четвертый раз встретился с шейхом Багдада, на этот раз по собственной инициативе, узнав, что он находится в Дубае. Я высказал ему свой план создания правительства Ирака на стороне вместе с другими шейхами и предложения такого правительства американцам. Народ верит шейхам, а сам шейх, будучи за пределами Ирака, не запятнал себя сопротивлением как глава Багдада. Он отказался от этого плана, так как считал себя предателем иракского народа, однако при образовании нового правительства Ирака, после свержения Саддама Хусейна, стал министром внутренних дел!

В четвертый раз я поехал уже конкретно в Султанат Оман, где был заключен первый в истории Омана контракт фирмы PDO с русскими по использованию нашей технологии для подъема падающей добычи нефти в Омане.

В эту же поездку мне сообщили, что перевод на арабский язык моей книги «Естествознание» не может быть осуществлен, т. к. в арабском языке нет слов, которыми написана эта книга! Это был осязаемый удар по моим мечтам!

Снова, уже в пятый раз, дорога в 4,5 тыс. км, 3 самолета, 6 автомашин. На этот раз, кроме работы над проектом разработки месторождения Ликвайр, втроем, вместе с Артуром Асланяном и Георгием Васильевым, думали о наших предложениях султану Омана. Султан собирался нас принять в случае успеха нашей технологии.

Оман, как и Россия, сидит на нефтяной игле и ему в ближайшие годы грозит эффект Индонезии и Голландии, где нефть внезапно кончилась и наступил жизненный кризис. Отсюда пошло выражение “Нефтяное проклятие”. Оно сначала обогащает, а потом покидает страну. Как вывод — нужно готовить заранее и Россию, и Оман к переходу на другой вид обеспечения доходов страны после спада нефтедобычи. Я уже несколько раз писал о проблемах России — и в 9 и 2 томах своих Трудов, и в газете «Звезда Поволжья», и в предложениях кандидату в президенты И.Хакамаде. Если Россию могут спасти бескрайние просторы, то Оман, и вообще страны Персидского залива, — вечное солнце над головой 360 дней в году. Султану можно предложить два варианта. Первый, как и в России, — это постройка атомных электростанций в горных ущельях, обращенных к пустыне, где авария не грозит никому, и продажа все той же Индии и Китаю электроэнергии. Второй вариант — это выращивание в искусственных бассейнах с морской водой

водоросли хлореллы. Она может идти на корм скоту, а, главное, высушенная и стертая в порошок, является превосходным горючим с калорийностью древесины. Ее можно также продавать на сторону.

Рано или поздно сверхбогатые страны Персидского залива возьмут шефство над сверхбедными странами Ближнего Востока, потенциалы выровняются, и исчезнет причина противостояния мусульман и христиан.

В шестую поездку, которая намечена на позднюю осень 2005 г., планирует-ся встреча с советником руководителя Объединенными Арабскими Эмиратами Джамалом, который считается, наряду с доктором Самиром, моим другом. Им я предложу разработанный мною проект создания кондиционера для всей территории Персидского залива.

Для этого в центре Аравийской пустыни необходимо построить сеть мощных шахтных вентиляторов, которые будут засасывать воздух пустыни и по воздухо-водам, проложенным по дну Арабского залива, перекачивать его в Индийский океан и там выпускать в толще вод. Вместо вечного антициклона над пустыней образуется антициклон с пониженным давлением и со всех сторон туда ринется влажный и прохладный воздух с океана и снеговых гор. Пустыня превратится в цветущие тропики, а города — в круглогодичные курортные зоны.

Пока текут в странах Персидского залива дармовые нефтедоллары, создание объединенного консорциума для реализации этого проекта вполне возможно и материально, и технически, однако сам проект может оказаться утопическим.

От богатых стран персидского залива, ОАЭ, Омана, Катара, Кувейта и Бах-рейна, а также Саудовской Аравии, постепенно поднимутся и их соседи. Сначала Иран и Ирак, потом Пакистан, Афганистан и ближний Восток: Сирия, Иорда-ния, Ливан, Палестина! Этому процессу надо всемерно помогать, т. к. именно он приближает конец III мировой войны. Необходимо подключить к подъему и пять среднеазиатских государств, образовавшихся при распаде СССР, не дать им склониться к объединению с исламским миром. Пока в этих странах диктатуры и сделать это будет трудно!

Мой вклад в этот процесс ничтожно мал, но он есть и будет пока я жив и работоспособен!

## **Короткое будущее России!**

*После II мировой войны в эпоху научно-технической революции в мире возник метод научно-технического прогнозирования, основанный на экстраполяции кривой хода исторического развития, метода экспертных оценок и ряда других.*

*Автор использовал первый из них для описания хода исторического развития нашей Вселенной с момента ее зарождения до сегодняшних дней и с прогнозом до самых отдаленных завершающих времен.*

*Этот же подход можно применить и для ближайшего прогноза судьбы России в Море. Более отдаленная перспектива проблематична, из-за того, что при достижении определенного момента происходит преобразование системы с появлением у нее принципиального нового качества, которое отсутствовало у составных частей. В нашем случае история России это объединение всех стран в мире в единую человеческую цивилизацию на планете Земля к середине или к концу XXI века.*

*Ход истории России, как государства, можно начать с IX века, когда в ее северную часть вторглось западное племя прибалтийских народов. Они принесли с собой вертикальную интегрированную культуру запада, сложившуюся в условиях ограниченности территории, природных ресурсов и большой плотности населения с городским образом жизни. Блага жизни они создавали своим трудом!*

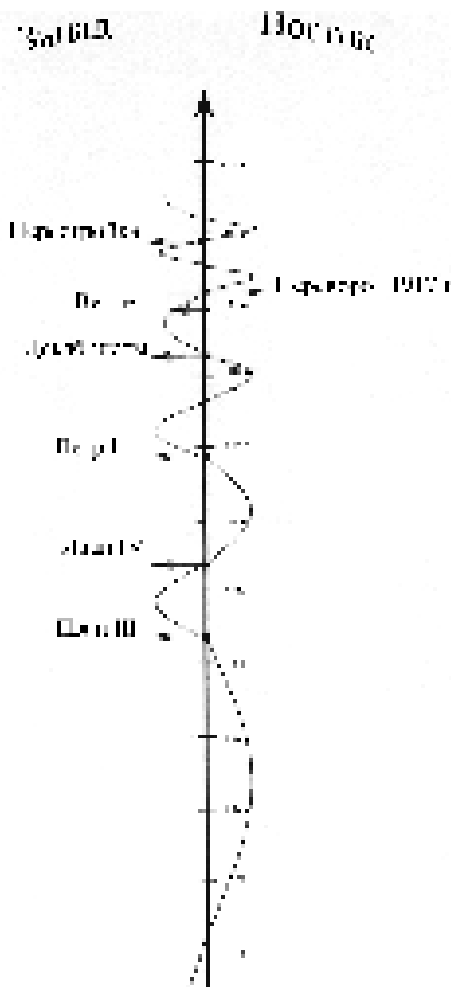
*На широких просторах Восточной Европы они столкнулись с полудикими племенами славян и финно-угров, которые жили за счет даров леса, рек и степей, ведя в основном сельский образ жизни. Эти два массива людей и воевали и дружили между собой и получили название россос или русичей. Они создали горизонтальную интегрированную культуру, которая еще больше развилась и окрепла при продвижение дальше на восток и столкновении с кочевыми племенами.*

*В этой культуре сложилось иждивенческое отношение к природе, а орудия труда приобретались за счет набегов и захвата имущества оседлых народов. Приоритеты получили мания господства, сепаратизм, заимствование, а не созидание.*

*Несколько ранее в VII веке Запад через восточную Византию вторгся в южную часть России Киевскую Русь, соперничающую за власть с более свобододолюбивым Новгородом, как центром северной части России. Через них распространилась на всю территорию России христианская православная религия, уже оторванная Византией от Западной католической церкви. И Киевская и Новгородская часть Руси получали дань от торговых путей, Волжского и из Варяг в греки.*

*В XII веке раздробленная на отдельные княжества Русь подверглась нашествию восточных кочевых племен и на целых три столетия попала под иго кочевников с еще более ярко выраженной горизонтально интегрированной культурой.*

*И так в России во все времена на ее территории боролись две взаимно противоположные культуры: вертикально и горизонтально интегрированные Запад*



ние церкви, отстаивающей права

на обширные монастырские зем

ли. Возобладала восточная захватни-

ческая политика. Россия ввязалась в затяжную войну с Западом за Левонские земли и выход к Балтийскому морю. В это же время Крымский хан дошел до Москвы и сжег ее. Народ был оторван от труда, страна опустошена и до царствования Петра I превратилась в захолустные задворки Европы.

Воля Петра I повернула страну снова лицом к Западу! Он заставил население работать! Зарождалось промышленное производство. Страна развивалась быстрыми темпами. Были открыты Дерптский и Московский Университеты.

и Восток.

Под золотоордынским игом шло медленное, но неуклонное сближение княжеств, народ которых был вынужден работать, чтобы платить ясак — дань правителям Орды. Росли прозападные настроения, которые привели к освобождению России. Навыки производительного создающего труда, освобождение от дани и вновь обретенный контроль над водными путями из "Варяг в греки" и Волжским привели к быстрому росту экономики России и уж при московском царе Иване III страна отстроилась и превратилась в могучую державу, которая почти не уступала развитым западным странам. Зарождались и зачатки западной демократии. Чего стоил созданный Судебник, который был прообразом конституцию и ограничивал власть монарха и церкви.

Однако, через полтора столетия, при Иване IV, страна качнулась в другую сторону.

*Несколько позже возникли Казанский Университет — обращенный на Восток и Харьковский - обращенный на юг. Расцвела культура Пушкинских времен! И снова, в который раз, при Николае I, Россия повернула на Восток.*

*Обратный ход произошел при Александре II. Освобождение крестьян и рост демократизации общества. Зарождение буржуазии, как нового класса, Россия снова подтягивается до уровня развития Европы.*

*Очередной крутой поворот на восток, как при Иване Грозном произошел вместе с Октябрьским переворотом и стремлением коммунистов к мирной революции. Над страной был опущен железный занавес и началась борьба с космополизмом и тлетворным влиянием Запада, хотя все новое, что появилось в стране, было заимствовано у запада (трактор “Форзон”, автомашина “Форд АА”, ракета ФАУ-2, атомная бомба и т.д.). К сожалению 61 страна в мире пошла по пути социалистического строительства, следуя за СССР и поддержанные им.*

*Здесь следует сделать отступление, чтобы дополнить и понять общий ход политического развития в Мире. После I мировой войны распались ослабленные монархии, развязавшие эту войну. Им на смену пришли диктатуры, с более деспотическим строем. В свою очередь постепенно во времени они замещались президентской формой правления, которые рано или поздно сменяют строй на парламентские республики, способные к объединению.*

*При коммунистах в России произошла коллективизация сельского хозяйства и ускоренная индустриализация страны направленная на развитие военно-промышленного комплекса, потребовавшего перекачки крестьян в рабочие. Дети рабочих во втором - третьем поколении пополняли ряды интеллигенции с зарплатой через госбюджет.*

*В таком состоянии Сталинская диктатура все же сумела победить, правда не без помощи Запада и особенно США, во II мировой войне! С захватом территории, как на западе, так и дальнем востоке.*

*После II Мировой войны в СССР резко увеличился переход населения из производственной сферы в другие формы работы. Началось обеднение страны ослабление верховной власти и распад СССР, снова на удельные государства. Последовавшие за этим окончание холодной войны и распад ВПК, показали всему миру нищету народа России, под игом восточного деспотизма.*

*Короткий всплеск демократии: в начале перестройки отпущен цен и приватизация госсобственности с переходом к рыночной экономике, возмутили страну и, вектор развития, снова начал поворачиваться на восток с горизонтально интегрированной культурой. Возросла власть президента, все больше редели ряды рабочих, росла интеллигенция и обслуживающий персонал. На иждивении государства страна подседа на нефтегазовую сырьевую иглу. Импортировала сырье и закупала на Западе предметы и продукты жизнеобеспечения для населения.*

*Места рабочих начали занимать гастарбайтеры. В промышленность все*

большие проникали транснациональные корпорации. Вместо своих растут сборочные и совместные производства.

Открывшиеся во время демократического всплеска границы, дали возможность наиболее развитой части российского общества мигрировать на запад!

Итак, кривая исторического развития России носит явно выраженный периодический характер. Промежутки между поворотом вектора развития Запад - Восток становятся все короче, и исчисляются уже десятками лет, а не столетиями.

Экстраполируя ход развития нетрудно представить ближайшее будущее России. Рядом в согласии с общим ходом развития человечества сложился Евросоюз. Он сначала объединил страны Западной Европы, а потом к нему присоединился десяток стран Восточной Европы. Росло благосостояние населения. Начался процесс мирного, а не захватнического объединения народов. Не останется в стороне от этого движения и прозападники в России. Уже выравниваются цены на уровне мировых. Предстоит вступление в ВТО. Договорные отношения с НАТО. Поворотным пунктом будет падение добычи нефти, а потом и газа.

Резко упадет благосостояние народа, и очередной выбранный президент повернет страну на Запад! До этого осталось всего несколько лет, а не десятилетий. Россию примут в Евросоюз с приданным, в виде природных ресурсов!

Для России окончательно победит западная вертикально интегрированная культура и основным законом жизнедеятельности станет творческий производительный труд!

Окончательно единая человеческая цивилизация планетного масштаба возникнет тогда, когда основная масса, живущих на земле людей будет своим трудом отдавать обществу больше, чем брать от него обратно.

Восточная кочевая и жидивенческая культура окончательно, растворится в среде создающих людей, Запада и Дальнего Востока.

Канут в историю сказки, на которых воспитывалось не одно поколение людей в России: о скатерти самобранке, сапогах скороходах, исполнении желаний по шучьему велению или как откуп золотой рыбки, или джина из бутылки.

Будущее создается творческим трудом все более и более объединяющегося человечества.

Впереди у землян связь с другими цивилизациями Галактического клуба, который уже давно ждет, когда мы перестанем убивать друг друга и присоединимся к ним.

Как коровы, через головы которых идут радио и телепрограммы, не знают о них, так как не имеют детектора — приемника, так и человек не знает о том, что ушедшие вперед цивилизации в других звездных системах уже давно общаются между собой либо на нейтринных волнах с частотой  $10^{23}$  гц, либо на деформациях ячеек первого подпространства, с размерами  $10^{-18}$  см движущихся на пять

# Содержание

## ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

|                                                                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....                                                                                                                       | 4  |
| <b>1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ТЕХНОЛОГИИ ОПТИМАЛЬНОЙ<br/>ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА</b>                                                                     |    |
| 1.1. Объект разработки.....                                                                                                                 | 10 |
| 1.2. Размер объекта.....                                                                                                                    | 13 |
| 1.3. Расстановка скважин.....                                                                                                               | 13 |
| 1.4. Рабочее давление.....                                                                                                                  | 14 |
| 1.5. Депрессия на пласт.....                                                                                                                | 18 |
| 1.6. Репрессия на пласт.....                                                                                                                | 22 |
| 1.7. Радиус скважин.....                                                                                                                    | 24 |
| 1.8. Начальный градиент давления.....                                                                                                       | 24 |
| 1.8. Начальный градиент давления.....                                                                                                       | 26 |
| 1.9. Температурный режим.....                                                                                                               | 26 |
| 1.10. Химический состав вытеснителя.....                                                                                                    | 28 |
| 1.11. Информационное обеспечение.....                                                                                                       | 30 |
| <b>2. ОРУДИЯ И СРЕДСТВА ПРОИЗВОДСТВА</b>                                                                                                    |    |
| 2.1. Общие сведения.....                                                                                                                    | 31 |
| 2.2. Теоретическое обеспечение АСК-ВП. Математ. модели фильтрации.....                                                                      | 32 |
| 2.3. Методическое обеспечение АСК-ВП.....                                                                                                   | 38 |
| 2.4. Приборно-техническое обеспечение АСК-ВП.....                                                                                           | 42 |
| 2.5. Математическое обеспечение АСК-ВП.....                                                                                                 | 45 |
| <b>3. КАДРЫ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА</b>                                                                                                        |    |
| <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....                                                                                                                     | 50 |
| Список литературы.....                                                                                                                      | 52 |
| <b>ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ПРОДУК-<br/>ТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯ-<br/>НЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> |    |
| <b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....                                                                                                                       | 54 |
| <b>1. ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ<br/>ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ</b>                                                  |    |
| 1.1. Геометрия залежи: площадь.....                                                                                                         | 55 |
| 1.2. Геометрия участка: толщина пласта.....                                                                                                 | 59 |
| 1.3. Емкостные параметры коллектора.....                                                                                                    | 59 |

|                                                                                                                              |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1. 4. Подсчет начальных геологических запасов нефти.....                                                                     | 59  |
| <b>2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИНАМИКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>                      |     |
| 2.1. Основные положения методики.....                                                                                        | 67  |
| 2.2. Дебиты скважин.....                                                                                                     | 68  |
| 2.3. Коэффициенты приемистости и продуктивности скважин .....                                                                | 75  |
| <b>3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТИННЫХ, НЕ ПОДВЕРЖЕННЫХ ВЛИЯНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН</b>                                     |     |
| 3.1. Коэффициент продуктивности эксплуатационных скважин .....                                                               | 75  |
| 3.1.1. Зависимость коэффициента продуктивности скважины от времени эксплуатации месторождения .....                          | 76  |
| 3.1. 2. Зависимость коэффициента продуктивности скважин от пластового давления.....                                          | 76  |
| 3.1.3. Влияние перепада давления на величину коэффициента продуктивности                                                     | 79  |
| 3.1.4 Способ устранения функциональной зависимости коэффициентов продуктивности скважин от величины депрессии на пласт ..... | 80  |
| 3.1.5. Определение максимальных значений коэффициентов продуктивности скважин .....                                          | 81  |
| 3.1. 6. Кривые фазовых продуктивностей эксплуатационных скважин по нефти и по воде .....                                     | 85  |
| 3. 2. Определение уточненных значений коэффициента приемистости нагнетательный скважин.....                                  | 87  |
| 3. 2.1. Временная зависимость коэффициента приемистости .....                                                                | 87  |
| 3.2.2. Зависимость удельного коэффициента приемистости скважины от величины репрессии на пласт.....                          | 89  |
| 3.2. 3. Приемистость нагнетательным скважин и пластовое давление .....                                                       | 90  |
| 3.3. Карта коэффициентов удельной приемистости скважин .....                                                                 | 92  |
| 3. 4. Выводы и рекомендации .....                                                                                            | 98  |
| <b>4. АНАЛИЗ ИСТОРИЧЕСКОГО ХОДА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>                                                                 |     |
| 4.1. Предыстория.....                                                                                                        | 99  |
| 4. 2. Краткая история разработки участка .....                                                                               | 101 |
| <b>5. ПЕРЕСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО ДАННЫМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА</b>                                               |     |
| 5.1. Связь фильтрационных и емкостных характеристик пласта-коллектора...                                                     | 106 |
| 5.2. Корреляционные зависимости коэффициентов проницаемости, пористости и насыщенности пласта .....                          | 110 |
| 5.3. Пересчитанные макальные запасы нефти на участке .....                                                                   | 113 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ К I ЧАСТИ ДГПА.....                                                                                               | 113 |

## **О НЕДОПУСТИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ !**

### **АНАЛИЗЫ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ**

|                                                                                        |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| § 1. Пьезопроводность интервала.....                                                   | 116 |
| §2. Гидропроводность пласта в межскважинном интервале .....                            | 117 |
| §3. Проводимость и проницаемость пласта .....                                          | 120 |
| §4. Эффективно работающая толщина пласта .....                                         | 124 |
| §5. Приведенный радиус скважин .....                                                   | 126 |
| § 6. Круговой коэффициент гидропроводности пласта в бассейне задающей скв.6162 а ..... | 130 |
| §7. Статический и динамический коэффициент продуктивности..... скважины 6162а.....     | 131 |
| § 8. Дебит нагнетания в скважину 6162а.....                                            | 135 |
| §9. Сводные данные измерений по скважине 6162 д .....                                  | 137 |
| §10. Направленная пьезопроводность пласта .....                                        | 137 |
| §11. Направленная гидропроводность пласта .....                                        | 138 |
| §12. Направленная проводимость пласта .....                                            | 138 |
| §13. Эффективно работающая толщина пласта .....                                        | 138 |
| §14. Направленный приведенный радиус скважины.....                                     | 144 |
| §15 . Статический и динамический коэффициент продуктивности.....                       | 149 |
| §16. Дебит нагнетания в скважине 6162 д.....                                           | 153 |
| §17. Выводы и рекомендации .....                                                       | 154 |

### **ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

|                                                                                                |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| ВВЕДЕНИЕ .....                                                                                 | 155 |
| 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ.....                                                      | 156 |
| 2. ДАННЫЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ГЕОЛОГА - ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА .....                               | 157 |
| 3. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ПОИСКОВЫЕ ВАРИАНТЫ ДОРАЗРАБОТКИ ОПЫТНОГО УЧАСТКА (том 3, книга I и 2) ..... | 158 |
| 4. РАБОЧИЕ ВАРИАНТЫ ДОРАЗРАБОТКИ ОПЫТНОГО УЧАСТКА....                                          | 161 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                                                               | 164 |

### **СПРАВКА**

|                                                                                           |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| I. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ТЕХНОЛОГИИ ОПТИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА .....                        | 165 |
| II. ОРУДИЯ, СРЕДСТВА ПРОИЗВОДСТВА И КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ..                            | 166 |
| III. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... | 167 |
| IV. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ.....                      | 167 |
| V. ЭКОНОМИКА НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ.....                                                        | 167 |
| VI. КАДРЫ ДЛЯ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ.....                                                       | 168 |

## ВКЛАД ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ В ЗНАЧЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТА ФИЛЬТРАЦИИ.

|                                                                                                                                                                                                         |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Введение .....                                                                                                                                                                                          | 169 |
| Промысловые данные о несовершенстве механической модели пласта, учитывающей в коэффициенте фильтрации, а следственно, и в проводимости пласта лишь его проницаемость и вязкость пластового флюида ..... | 169 |
| Разработка метода определения реального соотношения эффективных вязкостей нефти и воды в пористой среде.....                                                                                            | 170 |
| Теоретический расчет эффективной вязкости воды в пористой среде .....                                                                                                                                   | 170 |
| Электроосмотическое течение.....                                                                                                                                                                        | 172 |
| Выводы и рекомендации .....                                                                                                                                                                             | 174 |

## ЛЕКВАЙР НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НА СЕВЕРЕ СУЛТАНАТА ОМАН (Краткий обзор истории и состояние)

|                                                       |     |
|-------------------------------------------------------|-----|
| § 1. Климат и геологический режим месторождения ..... | 175 |
| § 2. Гидрогеологический режим .....                   | 176 |

# *НЕПРИМЕРОВ НИКОЛАЙ НИКОЛАЕВИЧ*

## *Десятитомное собрание научных и литературных трудов*

*Редактор Б.Я.Земляной*

*Технический редактор А.Н.Карузин*

*Художник Г.Е.Трифонов*

*Электронные операторы: Л.А.Христофорова*

*Сдано в печать печ.уч.изд.л.192 формат 60×90 1/16.*

*Бумага офсетная № 1 . Типография : Центр инновационных технологий «Ло-*