МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИнефть, Гипровостокнефть, Союзтермнефть,
АзНИПИнефть, Азинефтехим

ВРЕМЕННОЕ МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО АНАЛИЗУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТОЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ

РД 39 - I - 97 - 78

Москва 1978 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИнефть, Гипровостокнефть, Союзтермнефть,
АзНИПИнефть, Азинефтехим

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель министра
нефтяной промышленности
ХАЛИМОВ Э.М.
"11" апреля 1978 г.

ВРЕМЕННОЕ МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО АНАЛИЗУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТОЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ

РД 39 - I - 97 - 78

Москва 1978 г.

Во временном методическом руководстве предлагается применение метода корреляционного анализа промысловых данных, позволяющего оценить эффективность новых технологических процессов (полимерного заводнения пластов, организации ВГ, воздействия на призабойную зону скважин и т.д.).

В основе используемых диагностических методов лежит оценка изменения степени гидродинамического взаимодействия скважин, а также связь дебитов добывающих, приемистости нагнетательных скважин с другими технологическими показателями разработки (обводненность продукции, газовым фактором и т.д.). Подобный анализ позволяет по текущей промысловой информации контролировать продвижение полимерной оторочки или фронта горения при соответствующем воздействии на пласт, что дает возможность целенаправлено управлять указанными процессами.

Для применения диагностических приемов, изложенных во временном методическом руководстве, необходимо иметь временной ряд дебитов нефти, воды, приемистости нагнетательных скважин, газового фактора до и во время осуществления процесса.

Диагностические методы позволяют оценить результативность технологического процесса не только по близлежащим скважинам, но и по месторождению в целом.

Руководство составлено сотрудниками Миннефтепрома, ВНИИнефти, Гипровостокнефти, объединениями "Башнефть", "Татнефть", "Сокзтермнефть", Азнипинефти, Азинефтехима: Мирзаджанзаде А.Х., Вахитов Г.Г., Грайфер В.И., Булгаков Р.Т., Максимов В.П., Галлямов М.Н., Гарушев А.Р., Данилов В.Л., Степанова Г.С., Шерстнев Н.М., Швецов И.А., Басович И.Б., Воронкова Л.Н., Бакарджиева В.И., Капцанов Б.С., Крикунов Н.В., Богопольский А.О., Крупник А.А., Меркулов В.П., Горбатова А.Н.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ВРЕМЕННОЕ МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО АНАЛИЗУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТОЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ

РД-39-I-97-78 Впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
№ 547 от 2.II - 78г.

Срок введения с I.12.1978
Срок действия до 3I.12.1982

В В Е Д Е Н И Е

При оценке новых технологических процессов,способов и мероприятий по повышению добычи нефти необходимо иметь достаточно представительную выборку.Объем этой выборки,естественно, возрастает с уменьшением процента эффективности.В настоящее время оценка новых технологических процессов производится на сравнительно небольшом количестве операций,а также на сравнительном анализе так называемых "контрольных" и "опытных" участков.При этом приращение величин порядка нескольких процентов не могут быть установлены ввиду непредставительности выборки,что естественно затрудняет оценку эффективности этих процессов.

В такой ситуации при недостаточной исходной информации представляется эффективным применять для анализа и технологическую идеологию диагностирования,которая не ограничена определенными рамками и может развиваться как путем увеличения диагностирующих приемов,так и комплексным использованием более широкого спектра исходной информации.

В данном временном методическом руководстве приводятся примеры использования диагностирующих методов, основанных на сравнительном анализе степени взаимодействия по данным нормальной эксплуатации скважин. Здесь надо иметь ввиду результаты следующих модельных расчетов: коэффициент корреляции в общем случае не является количественной характеристикой степени взаимодействия скважин и поэтому оценка его до и во время проведения мероприятия может лишь указать направление изменения взаимодействия. Очень важно то, что построение парных и множественных коэффициентов корреляции позволяет учесть влияние мероприятий, проведенных в данной скважине, не только на ближайшие скважины, но и на достаточно удаленные.

Так, например, закачка полимеров в скважину изменяет взаимосвязь между дебитами нефти и воды более отдаленных скважин, а именно, если до закачки полимеров между дебитами воды и нефти не было связи, то после закачки полимеров эта связь наблюдается. Идеология диагностирования в основном дает возможность оценивать степень предпочтительности того или иного решения.

В руководстве приводятся примеры по воздействию на призабойную зону скважин, оценки ВГ (внутрипластового горения) и полимерного заводнения, составленные на основе данных объединений "Башнефть","Гипровостокнефть", "Союзтермнефть"."Азнефть".

Методическое руководство расширяет возможности анализа разработки новых технологических процессов на основе существующих данных и, безусловно, является дополнением к существующим методам анализа.

Наряду с диагностическим подходом должны применяться гидродинамические методы анализа на основе различных детерминированных моделей новых технологических процессов, результаты специальных гидродинамических и геофизических исследований скважин, а также различные методы прогнозирования.

В настоящее время существует целый ряд методических руководств по оценке новых технологических процессов, к таковым относятся методические руководства ВНИИнефти, Гипровостокнефти и др. по полимерному заводнению, методам воздействия на призабойную зону и т.д.

Данное временное методическое руководство, безусловно является дополнением к существующим руководящим документам по оценке эффективности и прогнозированию показателей различных новых технологических процессов.

I. К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

В последнее время как в нашей стране, так и за рубежом для повышения нефтеизвлечения используются новые технологические процессы, такие как циклическое заводнение, перемена направлений потоков жидкости, создание высоких градиентов давления, заводнение с использованием ПАВ, полимеров, кислот, вытеснения нефти паром, горячей водой, углекислым газом, растворителями, ВГ и т.д.

Эффективность применения каждого из этих технологических процессов зависит от свойств коллектора и насыщающей его жидкости, состояния разработки и степени заводнения продуктивных пластов. Приращение нефтеизвлечения при использовании этих методов, как показали лабораторные исследования может достигать I0-I5%. Однако при проведении промысловых экспериментов возникают вопросы о необходимом количестве экспериментов, областях применения каждого из новых технологических процессов, а также проблемы, связанные с проверкой достоверности влияния различных методов на нефтеизвлечение и оценкой меры этого влияния (повышения коэффициента нефтеизвлечения (КНИ). Решение этих задач может производиться проверкой предположения о том, что две выборки, одна из которых соответствует применению обычной системы заводнения, а другая - применению одного из новых технологических процессов, не относятся по КНИ к одной генеральной совокупности. Если удается установить, что обе выборки не относятся к одной генеральной совокупности, то это означает, что наблюдаемые в них отличия коэффициента нефтеизвлечения не являются случайными,

обусловленными только ограниченностью объема выборок, а связаны с действительным влиянием нового технологического процесса. В случае небольших выборок для проверки этого предположения может быть применен критерий Стьюдента

$$t = \frac{|M_x - M_y|\sqrt{\Pi_x + \Pi_y - 2}}{\sqrt{\left|\sum_{i=1}^{\Pi_x}(M_x - X_i)^2 + \sum_{i=1}^{\Pi_y}(M_y - Y_i)^2\right|\left(\frac{1}{\Pi_x} + \frac{1}{\Pi_y}\right)}}, \qquad (I.I)$$

где M_x, M_y-математические ожидания КНИ соответственно по I и 2 выборкам, X, У-конкретные значения КНИ, Π_x, Π_y - объемы выборок. Чем больше оказывается величина критерия, тем меньше вероятность того, что различие между выборками случайно. Кроме критерия t на эту вероятность оказывают существенное влияние объемы выборок. Чем больше объем выборок, тем меньше оснований для сомнений в том, что различия между ними закономерны.

Таким образом, при статистическом анализе промысловых экспериментов по применению новых технологических процессов имеются выборочные данные, числовые характеристики которых (например, среднее приращение коэффициента нефтеизвлечения) могут служить в качестве приближенных характеристик генеральной совокупности. Вследствие стохастического характера процесса выборки любая характеристика вариационного ряда по выборке будет случайной величиной.

Статистическими характеристиками надежности выводов являются доверительный интервал и доверительная вероятность, которые тесно связаны с объемом выборки.

В случае, когда распределение выборочного среднего является асимптотически нормальным, при достаточно большом числе экспериментов можно пользоваться оценками границ доверительного интервала для действительного значения математического ожидания M:

$$M_{оп} - t_{\alpha}\frac{\sigma_{оп}}{\sqrt{n}} \leq M \leq M_{оп} + t_{\alpha}\frac{\sigma_{оп}}{\sqrt{n}},$$

где $M_{оп}$ и $\sigma_{оп}$ - математическое ожидание и дисперсия, определяемые по выборочным данным; t_{α} - табличное значение коэффициента, отражающего совокупное влияние доверительной вероятности (α) и количества данных (n). В случае большого числа экспериментов распределение средних, полученных из последовательных случайных выборок, близко к симметричному независимо от характера (симметричного или асимметричного) распределения в генеральной совокупности. Однако при реальных объемах выборки (менее 30 наблюдений) распределение выборочных средних может отличаться от симметричного тем больше, чем меньше объем выборки. Для доверительного интервала в $\sigma_{оп}$ необходимы следующие объемы выборки в зависимости от доверительной вероятности

вероятность	0,637	0,657	0,667	0.670	0.683
объем	5	I0	I6	20	30 и более

Таким образом, если выборка велика (более 30 наблюдений) и истинное среднее лежит в интервале $M_{оп} \pm \sigma_{оп}$, то вероятно мы будем правы в 68 случаях из I00 и соответственно для меньших объемов выборок, причем даже для весьма невысокого значения доверительной вероятности (0.68) необходимо как минимум 30 промысловых экспериментов для каждого из новых технологических процессов. Поскольку постановка такого большого числа экспериментов не представляется возможным, это заставляет искать оценку эффективности применения новых технологических процессов на основе диагностирования изменений (как положительных, так и отрицательных), происходящих в продуктивном пласте, при использовании одного из новых технологических процессов.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СТЕПЕНИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГТМ

Одним из необходимых условий анализа и регулирования технологических процессов воздействия на призабойную зону является учет степени взаимодействия скважин, дренирующих некоторый участок месторождения.

Проведение ГТМ может привести к существенному изменению фильтрационных потоков в пласте, вследствие чего эффект от проведенного мероприятия следует оценивать интегрально по группе скважин, взаимодействующих с той, на которой проведено воздействие. В связи с этим предлагается способ оценки степени гидродинамического взаимодействия скважин по текущим замерам их дебитов. В силу того, что временные ряды отклонений дебитов от средних значений носят стохастический характер, анализ промысловых данных проводится статистическими методами на основе парных, частных и множественных коэффициентов корреляции (см.приложение). Парные коэффициенты корреляции r_{ij} отражают линейную статистическую связь между двумя случайными величинами. При взаимодействии нескольких объектов для анализа парных связей между i-м и j-м объектами в линейных системах обычно используется частный коэффициент корреляции $r_{ij,m}$ ($m \neq i,j$), позволяющий исключить влияние остальных элементов системы. Множественный коэффициент корреляции $r_{i,m}$ $(m \neq i)$ выражает степень связи между одной случайной величиной и всеми остальными и изменение его характеризует изменение степени совокупного влияния на изучаемую величину всех других величин. Необходимо отметить, что без дополнительного анализа частные и множественные коэффициенты корреляции не могут быть использованы для количественной оценки

степени гидродинамического взаимодействия скважин. Поэтому предлагаемые диагностические приемы носят качественный характер и основаны на анализе изменений указанных статистических показателей до и после воздействия на призабойную зону, что позволяет судить об изменении степени гидродинамического взаимодействия группы скважин.

Рассмотрим пример использования корреляционного анализа для оценки изменения степени взаимодействия скважин после проведения гидроразрыва пласта.

На рис. 2.I показано расположение куста скважин НГДУ "Сызаньнефть".

В таблице 2.I приведены промысловые данные по текущим замерам дебитов соответствующих скважин до и после гидроразрыва пласта, проведенного в скважине № I234, просчитаны коэффициенты корреляции: парные, множественные и частные.

I. Парные коэффициенты корреляции до и после гидроразрыва пласта

а) до ГРП

$r_{11} = 1{,}000$	$r_{12} = -0{,}045$	$r_{13} = 0{,}016$	$r_{14} = 0{,}046$
	$r_{22} = 1{,}000$	$r_{23} = -0{,}251$	$r_{24} = 0{,}100$
		$r_{33} = 1{,}000$	$r_{34} = 0{,}048$
			$r_{44} = 1{,}000$

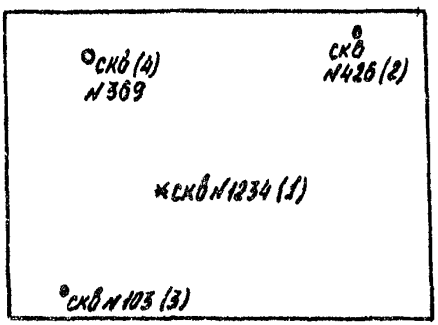


Рис.2.1

Расположение скважин
НГДУ "Сиазаньнефть".

Таблица 2.I

Дебиты скважин до ГРП

$q_т$/сут. I скв. № I224	7,2	6,7	6,6	6,6	6,2	6,I	6,2	6,2	6,0	6,I	6,I	6,4	6,0	6,2	6,0	6,2	3,7	5,I	6,0	5,6	6,2	5,I	5,6	4,6	4,8	4,8	4,3
$q_т$/сут. 2скв. № 426	I,5	I,7	I,7	I,7	I,5	I,5	I,5	I,4	I,3	I,5	I,3	I,5	I,6	I,5	I,5	I,5	I,5	I,5	I,3	I,2	I,2	0.I	I,5	I,6	I,6	2,I	I,7
$q_т$/сут 3 скв. № I03	I,8	I,8	I,6	I,7	I,7	I,6	I,8	I,8	I,7	I,4	2,0	I,8	I,8	I,8	I,8	I,7	I,6	I,9	I,6	I,8	I,7	I,8	I,8	I,6	2,I	I,8	I,7
$q_т$/сут 4 скв. № 369	I,6	I,6	I,6	I,6	I,6	I,6	I,6	I,6	I,6	I,6	I,6	I,7	I,5	I,5	I,6	I,4	I,4	I,6	I,5	I,5	I,5	I,6	I,6	I,6	I,5	I,6	I,6
	3,9	4,I	4,I	6,I	5,I	4,3	5,I	4,7	5,I	4,6	5,6	5,6	5,4														
	0,I	0,I	3,3	2,3	2,3	2,3	2,6	2,0	2,2	2,2	2,3	2,I	I,8														
	I,8	I,7	I,8	I,4	I,7	I,5	0,I	2,I	2,0	I,8	I,6	I,8	I,6														
	I,7	I,5	I,5	I,6	I,6	I,6	I,6	I,7	I,6	I,6	I,7	I,7	I,7														

Дебиты скважин после ГРП

$q_т$/сут I скв. № I234	5,8	6,6	7,I	6,I	5,I	6,I	7,I	5,6	6,6	6,6	6,2	6,3	6,6	6,6	6,I	6,I	6,2	6,5	6,I	6,I	6,I	6,I	6,2	6,2	6,I	6,2	6,3
$q_т$/сут. 2скв. № 426	I,8	I,8	I,8	I,8	I,9	I,8	I,9	I,8	I,6	I,4	I,3	I,6	I,6	I,5	I,6	I,3	I,9	I,9	I,9	I,9	I,8	I,8	2,0	2,0	I,9	I,9	I,9
$q_т$/сут. 3 скв. № I03	I,6	I,5	I,6	I,8	I,6	I,8	I,5	I,5	I,6	I,5	I,8	I,8	I,6	I,7	I,8	I,7	I,6	I,6	2,I	2,0	2,0	I,8	I,5	I,2	I,3	I,3	I,2
$q_т$/сут. 4скв. № 369	I,7	I,7	I,7	I,7	I,7	I,6	I,4	I,7	I,7	I,7	I,7	I,7	0,I	0,I	2,I	0,9	I,6	0,5	I,7	I,6	I,6	I,6	I,0	0,9	2,8	2,9	2,7
	5,9	6,2	6,2	6,2	6,6	6,5	4,I	6,4	4,I	4,6	4,8	6,2	6,2														
	I,6	I,3	I,5	I,5	I,5	I,5	I,8	I,8	I,9	I,8	I,7	I,8	I,6														
	I,5	I,5	I,I	I,3	0,I	2,I	I,8	I,8	I,8	I,6	I,6	I,5	I,7														
	I,7	I,9	2.0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	0,I	5,6	0,I	3,2	2,3														

б) после ГРП

$r_{11} = 1{,}000$	$r_{12} = -0{,}201$	$r_{13} = -0{,}177$	$r_{14} = -0{,}115$
	$r_{22} = 1{,}000$	$r_{23} = 0{,}091$	$r_{24} = 0{,}029$
		$r_{33} = 1{,}000$	$r_{34} = -0{,}154$
			$r_{44} = 1{,}000$

2. Множественный коэффициент корреляции

а) до ГРП

$$r_{1.234} = \sqrt{\left(1 - \frac{R^{(4)}}{R_{11}^{(4)}}\right)} = \sqrt{1 - \frac{0{,}918}{0{,}922}} = 0{,}067 \qquad (2.1)$$

б) после ГРП

$$r_{1.234} = \sqrt{\left(1 - \frac{R^{(4)}}{R_{11}^{(4)}}\right)} = \sqrt{1 - \frac{0{,}885}{0{,}966}} = 0{,}290$$

3. Частные коэффициенты корреляции

а) до ГРП

$$r_{12,34} = \frac{R_{12}^{(4)}}{\left[R_{11}^{(4)} \cdot R_{22}^{(4)}\right]^{1/2}} = -\frac{(+0{,}046)}{0{,}922 \cdot 0{,}995} = -0{,}048; \qquad (2.2)$$

$$r_{13.24} = \frac{R_{13}^{(4)}}{\left[R_{11}^{(4)} \cdot R_{33}^{(4)}\right]^{1/2}} = -\frac{(-0{,}001)}{0{,}922 \cdot 0{,}985} = +0{,}001;$$

$$r_{14.24} = \frac{R_{14}^{(4)}}{\left[R_{11}^{(4)} \cdot R_{44}^{(4)}\right]^{1/2}} = -\frac{-(0{,}047)}{0{,}922 \cdot 0{,}935} = +0{,}051;$$

б) после ГРП

$$r_{12.34} = -\frac{-(-0{,}174)}{0{,}966 \cdot 0{,}925} = -0{,}184;$$

$$r_{13.24} = -\frac{+(+0{,}176)}{0{,}966 \cdot 0{,}947} = -0{,}184;$$

$$\gamma_{I4.23} = -\frac{-(-0,I33)}{0,966 \cdot 0,927} = -0,I4I$$

Таким образом, анализ множественного и частных коэффициентов корреляции в данном случае позволяет сделать вывод об увеличении гидродинамической связи между скважинами № I234 и окружающими ее (№№ 426, № I03, № 369) после проведения геолого-технического мероприятия (ГТМ).

3. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

3.I. Диагностирование эффективности на основе анализа взаимодействия скважин

Основы диагностирования

Эффективность процесса вытеснения нефти повышается при использовании различных загустителей (полимеров), снижающих подвижность воды в пластовых условиях.

Распространение в пласте жидкости с пониженной подвижностью может привести к изменению картины интерференции скважин. Для скважин, охваченных полимерным заводнением (находящихся внутри полимерной оторочки), может произойти ослабление взаимодействия благодаря уменьшению подвижности жидкости в пределах оторочки, а также из-за остаточного фактора снижения подвижности пластовой воды.

Для скважин, не охваченных полимерным заводнением, и находящихся вблизи внешней границы полимерной оторочки, может происходить усиление взаимодействия.

Таким образом, по картине интерференции скважин можно судить о процессах, происходящих в пласте при использовании загустителей, диагностировать изменение подвижности жидкости, направление преимущественного развития процесса вытеснения, геометрические размеры оторочки и части пласта, охваченной воздействием, форму этой части пласта, а также эффективность уменьшения подвижности в различных направлениях.

В качестве показателя меры взаимодействия скважин была выбрана дисперсионная мера идентичности – корреляционное отношение (R), построенной с помощью МГУА зависимости $q_0 = F(q_1 \dots q_n)$

дебита жидкости выбранной скважины от ... ятов жидкости ближайших скважин. Этот показатель характеризует тесноту "регулярной", прогнозирующей, экстраполяционной связи между дебитами жидкости различных скважин (см. приложение).

Диагностическая процедура анализа взаимодействия скважин была применена при анализе эффективности полимерного воздействия на Орлянском месторождении. Анализировались изменения в картине интерференции скважин первого и второго (по отношению к нагнетательной скважине) эксплуатационных рядов до и после начала полимерного воздействия. Скважины №№ IO, III являются нагнетательными и рассматриваются как одна укрупненная. Корреляционное отношение (КО) оценивалось по месячным данным о закачке вытеснителя и отборам жидкости 1968-1970 гг. (до закачки ПАА) и 1970-1972гг. (после начала закачки ПАА).

Для первого ряда добывающих скважин юга Орлянки получены следующие результаты:

Скважина (IO+III) до закачки ПАА	$R = 0.52$ после	$R = 0.34$
4	$R = 0.72$	$R = 0.37$
I02	$R = 0.26$	$R = 0.I$
II2	$R = 0.67$	$R = 0.53$
II5	$R = 0.67$	$R = 0.54$
II6	$R = 0.74$	$R = 0.63$
II0	$R = 0.54$	$R = 0.25$

Изменение тесноты парных связей указано на рис. 3.I

Уменьшение тесноты корреляционной связи может быть вызвано уменьшением подвижности пластовой жидкости.

Для скважин второго ряда получены следующие результаты:

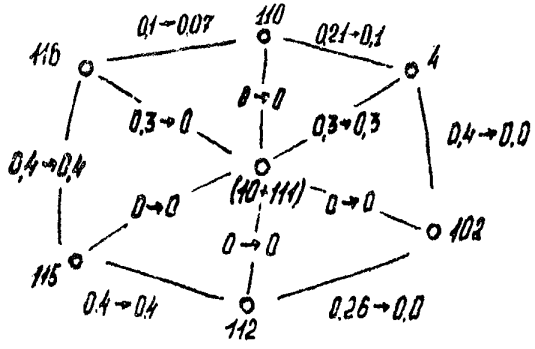


Рис.3.1

Изменение тесноты корреляционной связи до и после полимерного заводнения юга Орлянки.

Скважина № 33 до закачки ПАА	R = 0.88 после	R = 0.28
IOI	R = 0.83	R = 0.57
55	R = 0.87	R = 0.74
II4	R = 0.49	R = 0.7I
52	R = 0.38	R = 0.I5
I03	R = 0.I3	R = 0.5
26	R = 0.32	R = 0.74
I04	R = 0.39	R = 0.78
I25	R = 0.47	R = 0.62
I2I	R = 0.54	R = 0.64

Увеличение тесноты корреляционной связи для ряда скважин второго эксплуатационного ряда может быть вызвано их внешним расположением относительно полимерной оторочки.

Таким образом, с помощью анализа полученных результатов можно оценить область, охваченную загустителем и диагностировать продвижение ПАА в основном в направлении на север (верхняя часть рис. 3.2).

Как видно из рис.3.2, уменьшение подвижности пластовой жидкости в результате воздействия ПАА ограничивается в основном первым рядом добывающих скважин, что может быть объяснено недостаточно большим объемом закачанной оторочки полимера и частичной его адсорбцией в пределах первого ряда скважин.

3.2. Диагностирование эффективности на основе анализа обводненности скважины

Основы диагностирования

Вытеснение нефти высоковязким агентом приводит к ослаблению вязкостной неустойчивости вытеснения, ликвидации прорывов воды

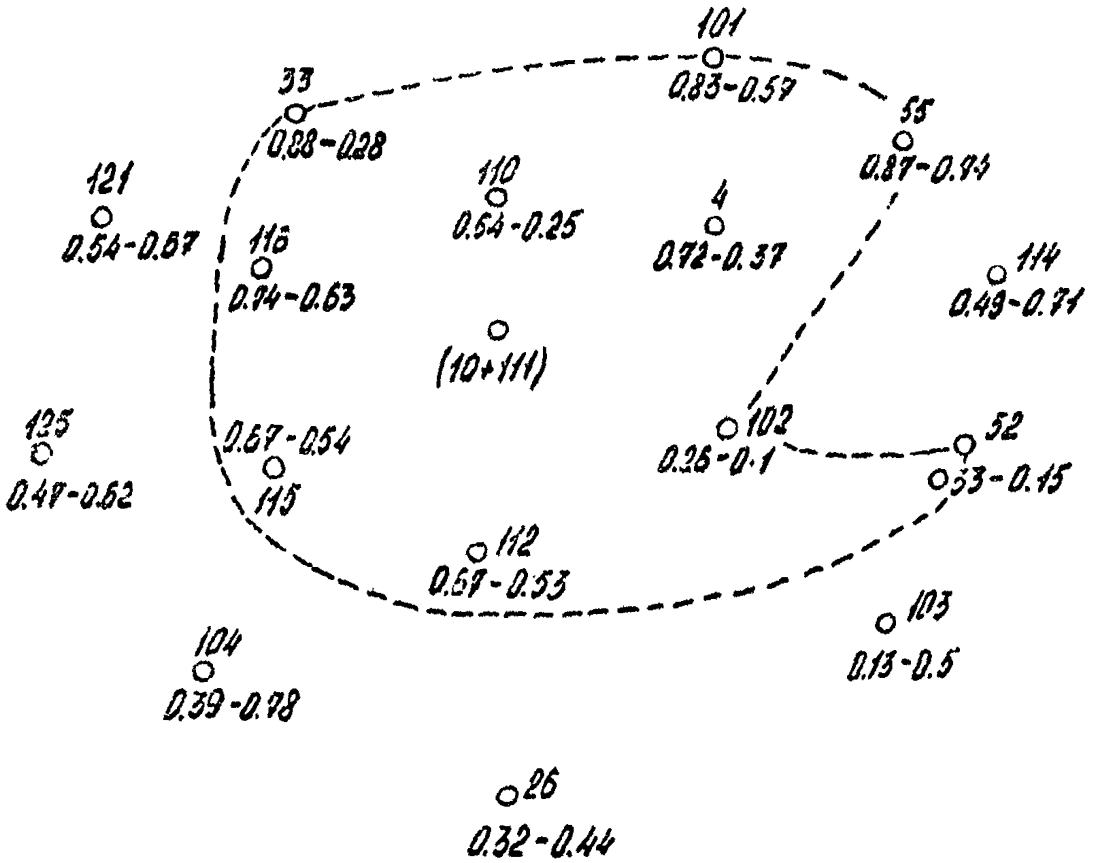


Рис. 3.2
Схема расположения скважин

– – – гипотетическое положение внешней границы влияния полимерного заводнения.

через высокопроницаемые пропластки в неоднородных по мощности и простиранию пластах, выравниванию давлений и обводненностей в низко- и высокопроницаемых пропластках (вследствие избирательного нагущения воды в последних).

Обводненность может быть вызвана различными причинами: обводненностью собственно фильтрационного потока, подошвенной водой, прорывами (языками) воды через высокопроницаемые пропластки, преждевременным обводнением через некоторые из разрабатываемых горизонтов, подключением пропластков в процессе эксплуатации (вследствие изменения давления на забое) и т.д.

В случае обводнения скважины фильтрационным потоком изменение темпа отбора жидкости на добывающей скважине или темпа закачки вытеснителя (воды) на нагнетательной влияет с заметным запаздыванием. В случаях, когда обводненность скважины не вызвана обводненностью собственно фильтрационного потока, реакция обводненности на изменение темпа отбора жидкости или темпа закачки воды может наступать без запаздывания.

Увеличение темпа отбора может вызвать поднятие конуса подошвенной воды и тем самым увеличить обводненность скважины без запаздывания. Связь между темпом отбора и обводненностью скважины положительна.

Если перфорация скважины находится в нижней обводненной части пласта, а верхняя часть обводнена в меньшей степени, то увеличение темпа отбора жидкости может вызвать подтягивание нефти к перфорационным отверстиям и тем самым уменьшить обводненность скважины. Связь между темпом отбора жидкости и обводненностью отрицательна.

При различных давлениях в эксплуатируемых пропластках (P_I, P_2) увеличение темпа отбора жидкости (уменьшении забойного давления ($P_з < P_I$) может произойти "подключение" пропластка с давлением P_I и измениться направление движения потока .

До подключения пропластка с давлением P_I направление потока было - от пропластка с давлением P_2 через перфорационные отверстия и колонну труб к пропластку с давлением P_I. При подключении оба пропластка питают скважину. Изменение направления потока в пласте вследствии резкого изменения режима работы скважины может происходить под влиянием капиллярной противоточной пропитки. Подключение пропластков может быть обусловлено и начальным градиентом давления. В последнем случае связь между обводненностью скважины и темпом отбора отрицательна, в других случаях может быть положительной, в зависимости от обводненности подключаемого пропластка.

Подключение пропластков с различной обводненностью и давлением или подключение пропластков обладающих начальным градиентом давления может быть вызвано также и изменением темпа закачки на нагнетательной скважине. В этом случае связь между темпом закачки нагнетательной скважины и обводненностью добывающей может быть как положительной, так отрицательной.

Если нагнетательная и добывающая скважины соединены обводненным пропластком - "языком" увеличение темпа закачки может вызвать увеличение обводненности добывающей скважины без запаздывания. Связь между темпом нагнетания и обводненностью добывающей скважины положительна.

В приведенных примерах связь между темпом отбора, темпом нагнетания и обводненностью добывающей скважины при отсутствии

запаздывания между ними может служить показателем, характеризующим условия фильтрации нефти и воды в пласте. Условия фильтрации тем "хуже", чем выше теснота связи между темпом и обводненностью, (чем более превалируют указанные эффекты обводнения скважин над обычным обводнением ее фильтрационным потоком, тем выше теснота связи между темпом и обводненностью).

Описанные выше основы диагностирования обводненности скважины позволяют использовать введенный признак-тесноту корреляционной связи между темпом (нагнетания или отбора) и обводненностью добывающей скважины при диагностировании эффективности полимерного заводнения.

Для оценки тесноты связи и времени запаздывания между темпом (отбора или закачки) и обводненностью добывающей скважины может быть применен аппарат взаимно-корреляционных или дисперсионных функций. Эти функции имеют максимум при запаздывании равном времени прохождения сигнала в системе.

Для скважин, обводненных по крайней мере на протяжении двух последних лет перед началом закачки ПАА, по месячным данным об отборах нефти и воды оценивалось время запаздывания и теснота корреляционной связи между темпом отбора жидкости и обводненностью скважин до и после начала закачки ПАА (использовалась дисперсионная мера идентичности).

Для скважин, имеющих "пик" дисперсионной меры идентичности при нулевой задержке (т.е. реагирующих без запаздывания в пределах месяца) получены следующие результаты:

– для всех скважин "пик" при нулевой задержке после начала закачки ПАА ликвидируется;

-- значения дисперсионной меры идентичности зависимости обводненности от темпа отбора жидкости (тесноты связи) составляют

номер скважины	теснота связи до воздействия	теснота связи после начала воздействия
ОРЛЯНКА		
104	0.95	0.16
33	0.64	0.27
116	0.89	0.55
115	1.0	0.69
26	0.79	0.46
103	0.80	0.25
СОСНОВКА		
315	0.84	0.2
360	0.8	0.16
88	0.6	0.33
93	0.68	0,66
97	0.45	0.69

Таким образом, связь между темпом отбора жидкости и обводненностью скважины в результате воздействия загустителя ослабляется.

Несколько иначе дело обстоит со скважинами №№ 93 и 97, что может быть вызвано их расположением относительно внешнего водонефтяного контакта, фронта полимерной оторочки и нерегулярностью закачки ПАА на Сосновском месторождении.

Анализировалась также теснота корреляционной связи между темпом нагнетания вытесняющего агента и обводненностью добывающих скважин юга Орлянки. Получены следующие результаты:

номер скважины	теснота связи до воздействия	теснота связи после начала воздействия
I04	0.57	0.05
33	0.69	0.31
II6	0.73	0.28
II5	0.82	0.48
26	0.48	0.24
I03	0.I8	0.I8

Таким образом,для всех скважин,у которых обнаружена связь между темпом закачки вытеснителя и обводненностью скважины при нулевой задержке (реакция без запаздывания) теснота связи уменьшается при воздействии загустителя.

Приведенные эффекты могут быть объяснены ликвидацией прорывов воды к скважинам,ликвидацией конусов подошвенной воды вследствии ограничения ее подвижности,выравниванием давлений и обводненностей различных пропластков,эксплуатируемых совместно,ввиду резкого различия реологической характеристики полимерного раствора по сравнению с ранее закачиваемой водой.

Уменьшение тесноты корреляционной связи между темпом (отбора или закачки) и обводненностью скважин позволяет диагностировать " улучшение " условий фильтрации и в районах скважин,расположенных за пределами полимерной оторочки (скважины №№ 26,I04),что позволяет указать на " дальнодействие " полимерной оторочки, объясняющееся ограничением притока воды со стороны нагнетательной скважины в результате ограничения ее подвижности.

3.3. Диагностирование эффективности полимерного воздействия в НГДУ " Джарраннефть " и " Альметьевнефть".

Степнь взаимодействия скважин при проведении полимерного заводнения может быть оценена с помощью таких характеристик статистической связи,как парные,множественные,частные коэффи-

циенты корреляции.В качестве исходных данных брались изменяющиеся во времени дебиты 6 добывающих скважин НГДУ "Арланнефть", расположенных в первом ряду от двух нагнетательных скважин №5231 и № 5232 ,рис.3.3.

Значения множественных коэффициентов корреляции таковы:

До заводнения:		После начала полимерного заводнения:	
$R_{1.23456}$	= 0,8524	$R_{1.23456}$	= 0,9247
$R_{2.13456}$	= 0,6482	$R_{2.13456}$	= 0,9388
$R_{3.12456}$	= 0,5396	$R_{3.12456}$	= 0,7405
$R_{4.12356}$	= 0,8191	$R_{4.12356}$	= 0,9192
$R_{5.12346}$	= 0,7597	$R_{5.12346}$	= 0,9075
$R_{6.12345}$	= 0,8952	$R_{6.12345}$	= 0,7712

Далее принята следующая нумерация скважин:

№ 3777 - I

№ 3750 - 2

№ 3771 - 3

№ 3786 - 4

№ 3787 - 5

№ 5160 - 6

Сравнение значений множественных коэффициентов корреляции добывающих скважин позволяет сделать некоторые выводы о характере распространения фронта полимерной оторочки в пласте. Увеличение значений коэффициента R для 5 скважин указывает на усиление взаимодействия между ними, что может быть объяснено выравниванием фронта вытеснения,а уменьшение коэффициента $R_{6.12345}$ вероятно указывает на сравнительно малую величину фильтрационных потоков в сторону скважины № 5160.

"ЮЖАРЛАННЕФТЬ"

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН

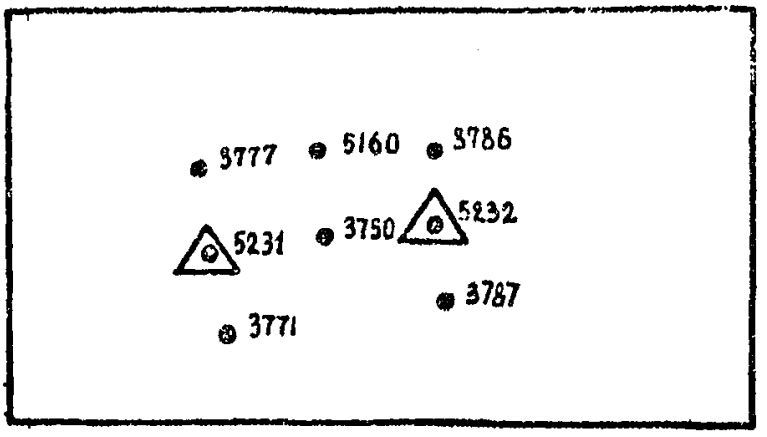


рис. 3.3

Анализировались изменения в картине взаимодействия скважин №№5847, 8I70, 5849 Берёзовской площади горизонта $Д_0$. Расположение скважин по состоянию на II. 78 приведено на рис. 3.4. В скважину № 5848 с 25 по 28 ноября I975г. закачано I00 $м^3$ 0,I% раствора ПАА. Скважины №№8I70, 5847, 5849 - эксплуатационные.

По месячным данным (УII I974 - УI I975 до воздействия и УII.- XII 76, УII - XII I977 после) об отборах жидкости из скважин при их нормальной эксплуатации оценивалось К.О. зависимости дебита жидкости каждой из них от остальных,что составило

для скважины 8I70 - 0,6I и 0,2

5849 - 0,46 и 0,25

5847 - 0,5 и 0,5

на два периода соответственно.

Уменьшение К.О. для скважин №№8I70 и 5849 может быть вызвано уменьшением подвижности жидкости в районах этих скважин в результате загущения её ПАА, поступающим со стороны скважины № 5848.

Для куста скважин 5 - й залежи Бобриковского горизонта Мишибаевской площади (нагнетательная скважина № I5779) оценивалось изменение во времени К.О. зависимостей между дебитами скважин №№ I5784, 3II0, I5780, I5779, 3II2 (расположение скважин на I.I974 указано на Рис. 3.5).

Во второй половине I973 г. в скважину № I5779 было закачано 38000 $м^3$ 0,05 % раствора ПАА. Корреляционное отношение зависимостей темпов отбора жидкости каждой из этих скважин от темпов отбора остальных оценивалось по месячным данным их нормальной эксплуатации на два периода I974 и I975. Для нагнетательной скважины № I5779 рассматривался темп нагнетания вытеснителя. Корреляционные отношения для скважин I5779 0,4I и 0,84

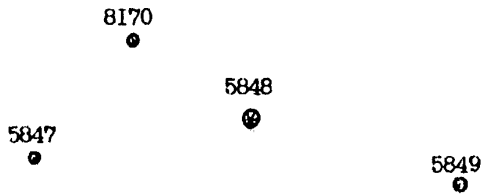


РИС. 3.4. Расположение скважин Берёзовской площади НГДУ "Альметьевскнефть"

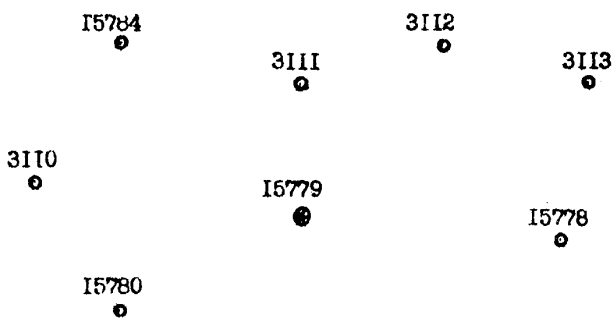


РИС. 3.5. Расположение скважин Минибаевской площади НГДУ "Альметьевскнефть".

I5780 0,2I и 0,84
I5780 0,2I и 0,79
I5784 0,74 и 0,82
3II0 0,53 и 0,70
3II2 0,64 и 0,64

на два рассматриваемых периода соответственно.

Увеличение корреляционного отношения в процессе вытеснения может быть вызвано увеличением подвижности насыщающей пласт жидкости в результате постепенной ликвидации остаточного фактора сопротивления для нагнетаемой вслед за оторочкой полимера воды. Быстрая ликвидация остаточного фактора сопротивления (практически за год) уменьшает экономическую эффективность полимерного воздействия, поскольку, из экономических соображений оторочку ПАА проталкивают обычной водой. Диагностируемые эффекты сравнительно быстрой ликвидации остаточного фактора снижения подвижности для нагнетаемой вслед за оторочкой ПАА воды могут быть вызваны недостаточной концентрацией ПАА малым объёмом оторочки, а также неудачным выбором "загустителя"

К аналогичному выводу о сравнительно быстром восстановлении подвижности нагнетаемой вслед за оторочкой полимера воды можно придти на основе анализа взаимодействия обводнённости и темпа отбора жидкости на скважинах №№ 3II3, 3III, 3II2. Корреляционные отношения зависимости обводнённости этих скважин от их темпов отбора жидкости :

скв. 3II3 0,44 и 0,5I
3III 0,6I и I,0
3II2 0,0 и 0,48 на две анализируемые даты соответственно

Увеличение К.О. может быть вызвано усилением притока воды со стороны скважины № I5779, увеличением перепадов давления между про-

пластками различной проницаемости и обводнённости, а также другими эффектами, связанными с усилением вязкостной неустойчивости вытеснения в результате увеличения подвижности пластовой воды.

4. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПЕНОЙ

Признаками диагностирования являются теснота корреляционной связи между обводнённостью добывающей скважины и темпом отбора из неё жидкости, а также темпом нагнетания вытеснителя соответственно. Причём уменьшение этих показателей в результате воздействия, позволяет диагностировать "улучшение" условий фильтрации.

В качестве опытного объекта был выбран участок пласта $Б_2$ Сызранского месторождения. Начало эксперимента состоялось 25 августа 1966 года. Перед нагнетанием пены в скважину 50 было закачано 121 тыс.$м^3$ сточной и 36 тыс.$м^3$ пресной воды, после этого в пласт закачали 46 тыс.$м^3$ пенообразователя без воздуха, а с ноября 1967 года по май 1968 года пенообразователь вводился с воздухом. Для скважин №№ 35, 40 первого ряда и скважины № 64 второго ряда добывающих скважин (рис. 4.1) оценивалось изменение указанных признаков по мере продвижения в пласт пены. Для скважины № 35 корреляционное отношение зависимости обводнённости от темпа отбора жидкости, вычисленное по суточным данным об отборах нефти и воды (10/1967 - 3/1967 и 8/1968 - 10/1968) составило соответственно на первый период 0,65, на второй 0,45. Для скважины № 40 корреляционное отношение зависимости обводнённости от темпа нагнетания вытеснителя в скв. № 50, вычисленное по месячным данным об отборах воды и нефти и нагнетании вытес-

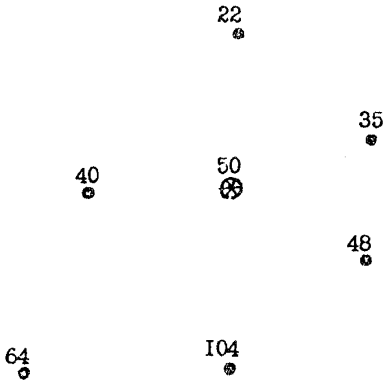


РИС. 4.I Расположение куста скважин Сызранского месторождения.

нителя (3/67 - I0/67 и 4/68 - II/68) составило соответственно на первый период 0,40, на второй 0,0.

Для скважины № 64 корреляционное отношение зависимости обводненности от темпа отбора, вычисленное по месячным данным об отборах нефти и воды (I/67 - 8/67 и 9/68 - 9/69), составило соответственно на первый период 0,6, на второй 0,3. Для других скважин опытного участка (№№ I04, 22, 48) связи между исследуемыми параметрами ни до, ни после начала воздействия не обнаружено.

Уменьшение тесноты корреляционной связи между темпом (отбора или нагнетания) и обводненностью скважины позволяет диагностировать улучшение условий фильтрации в районах скважин №№ 35 и 40 первого ряда, а также в районе скважины № 64 второго ряда добывающих скважин, что позволяет сделать вывод о дальнодействии оторочки пены, которое может быть вызвано ограничением притока воды со стороны скважины № 50 в результате уменьшения подвижности воды.

5. ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ (ВГ)

5.I. Диагностирование на основе анализа взаимодействия скважин

Основы диагностирования

Известно, что вблизи очага горения происходят процессы разогрева, испарения и конденсации воды и легколетучих фракций нефти. Очаг ВГ окружен газо-паровой областью и областью разогретой жидкости, имеющий повышенную подвижность. Наличие такой области приводит к сравнительно быстрому выравниванию градиентов давления и его стабилизации в окрестности очага горения - в локальной области повышенного давления, определяемого в основном плотностью потока нагнетаемого в пласт окислителя.

Приближение указанной области к скважине в результате развития ВГ может привести к усилению связи между давлением в области, охваченной ВГ и забойным давлением добывающей скважины. Этот эффект может проявить себя в виде увеличения тесноты корреляционной связи между темпом нагнетания окислителя и темпом отбора жидкости на добывающей скважине. Вышесказанное позволяет использовать указанный признак для диагностирования продвижения ВГ к добывающим скважинам, изменения подвижности жидкости, насыщающей пласт, для диагностирования эффективности охвата залежи воздействием.

В качестве показателя тесноты корреляционной связи используется дисперсионная мера идентичности - корреляционное отношение (R), основанное на критериях метода группового учета аргументов (МГУА) (корреляционное отношение зависимости $Q_ж = F(Q_з)$ дебита добывающей скважины от темпа нагнетания окислителя).

Диагностическая процедура анализа динамики изменения картины взаимодействия добывающих скважин с нагнетанием окислителя была применена при качественной оценке процессов, сопутствующих ВГ, на месторождениях Хорасаны и Павлова Гора.

Для месторождений Хорасаны по месячным данным 1973-1977 гг. о закачке в пласт окислителя (на скважинах№ 3326 и № 12) и отборах жидкости на скважинах (№№ 5, 6, 13, 9, 2, 4) через интервалы в 6 месяцев оценивался показатель R. Изменение R во времени показано на рис. 5.1. Каждая точка графика соответствует полугодовому интервалу, начало отсчета I/1973 г., начало протекания процесса - У/1973 г. За анализируемый период на месторождении Хорасаны в различное время были созданы очаги горения и на других скважинах, находящихся вблизи рассматриваемого участка (скважины №№ 3323, II, 21004, 210059, 3409); кроме того в скважины № 3326 и № 12 нагнеталась также и вода.

Обилие возмущающих факторов, вызывающих колебания величины R, исключает возможность их дифференцирования на основе анализа динамики изменения показателя тесноты корреляционной связи R и позволяет диагностировать общее возрастание величины R для всех рассматриваемых скважин (в особенности для скважин №№ 5, 6, 2, 4 значение R по ним достигает к концу анализируемого интервала соответственно 0.91; 0.96; 0.98; 0.92, что может быть вызвано развитием процесса ВГ в направлении к скважинам №№ 5, 6, 2, 4, увеличением охвата залежи процессом, увеличением подвижности пластовой жидкости.

Можно установить преимущественное протекание процесса в направлении к скважинам №№ 5, 6. Изменение величины R для

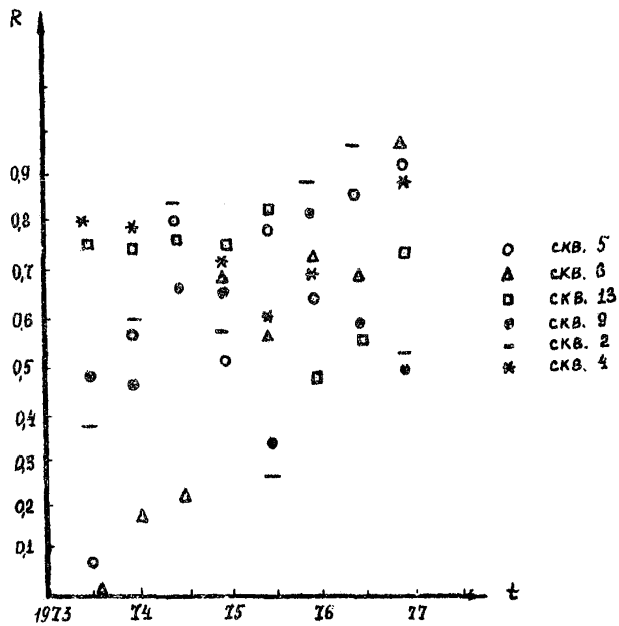


РИС. 5.1 Изменение показателя R во времени для скважин месторождения Хорасаны.

этих скважин указано на рис. 5.2 и рис. 5.3 соответственно. Увеличение тесноты связи для этих скважин происходит практически без заметных колебаний, что может быть вызвано эффективным увеличением подвижности жидкости в этом направлении.

Для месторождения Павлова Гора по месячным данным 1967-1972гг по первому участку (зажигательная скважина № 804) и 1968-1972 гг. по второму участку (зажигательная скважина № 826) о закачке окислителя и отборам жидкости на добывающих скважинах № 831 (I участок) рис. 5.4 №№ 808, 802, 803, 806 (II участок) оценивался показатель R через интервалы в 3 месяца. Процесс горения на месторождении Павлова Гора можно охарактеризовать всего тремя "возмущающими" факторами: нагнетанием окислителя в скважины № 804 и № 826, а также нагнетанием воды в скважину № 804, где с 1970 г. было осуществлено влажное горение.

На графике изменения тесноты корреляционной связи между темпом нагнетания окислителя в скважину № 804 и темпом отбора жидкости из скважины № 831 рис. 5.5 сплошной линией указано изменение величины R, пунктиром - темп закачки воды в скважину № 804 за полугодие, точками - изменение среднеквадратичного отклонения темпа закачки воды. Начало отсчета I/1967.

Первый "провал" графика R (отмечен стрелкой) соответствует по времени началу нагнетания окислителя в скважину № 826 второго участка.

Уменьшение R в этих точках может быть вызвано возмущающим воздействием нагнетания окислителя на втором участке в период создания в нем очага горения.

Уменьшение R в дальнейшем при нагнетании в скважину № 804 воды может быть вызвано затуханием развития процесса в направле-

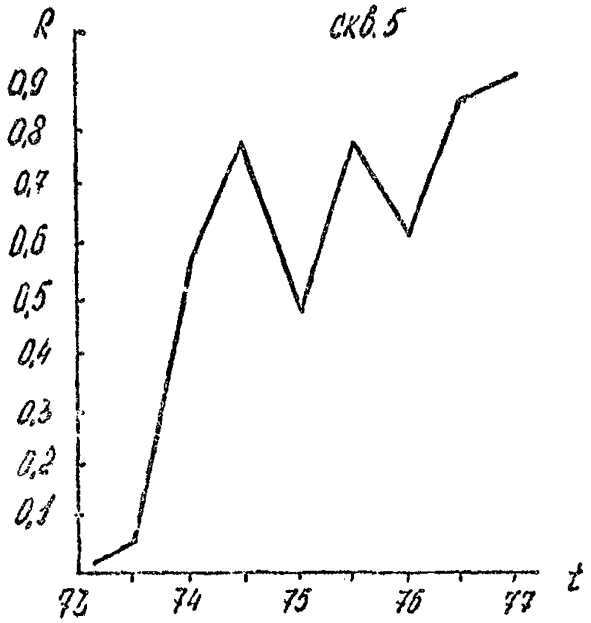


Рис.5.2 Изменение показателя R во времени по скважине 5.

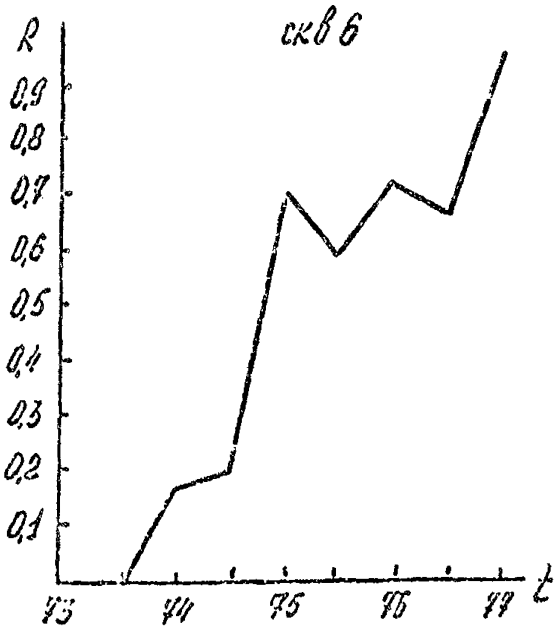


Рис.5.3 Изменение показателя R во времени для скважины 6.

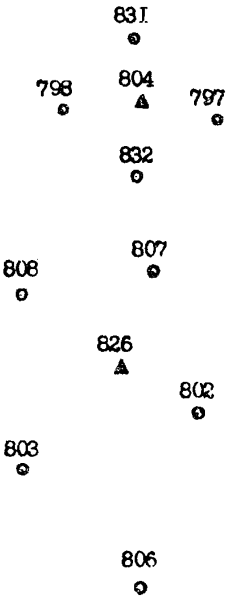


РИС. 5.4 Расположение скважин на месторождении Павлова гора.

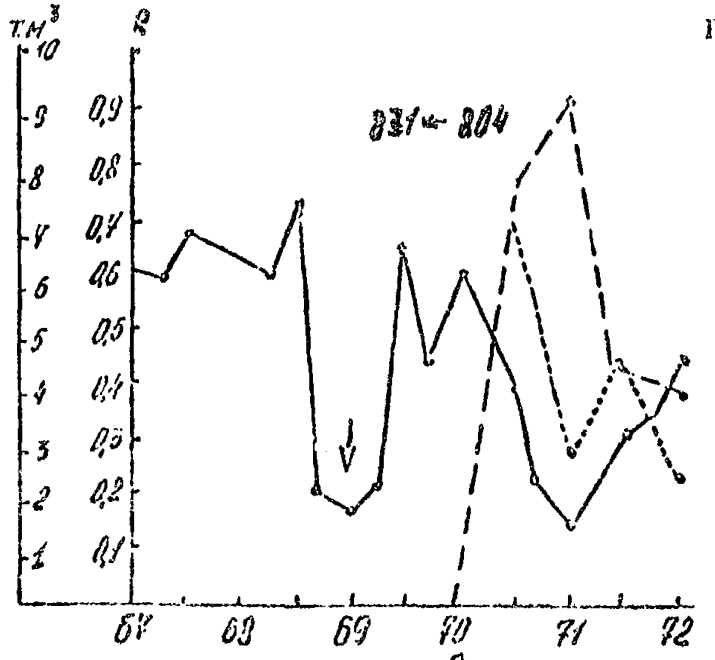


Рис.5.5 Изменение показателей T и R во времени. №804-нагнетательная скважина, №831-добывающая.

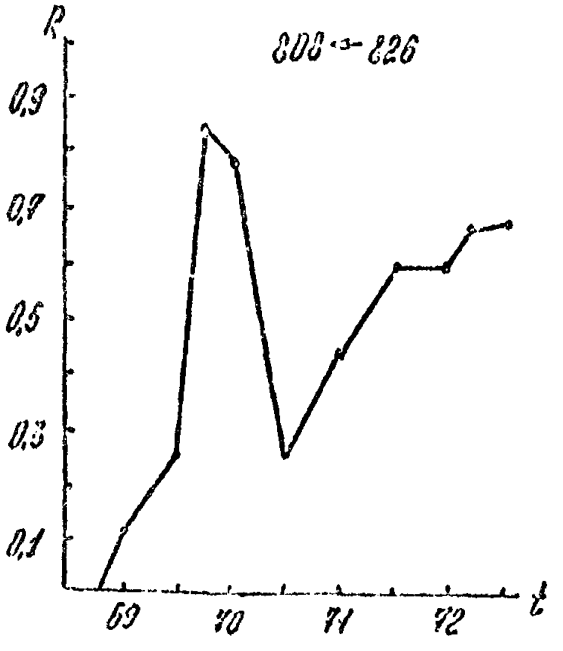


Рис.5.6 Изменение показателя R во времени №826-нагнетательная скв.№808-добывающая.

нии скважины № 831 в результате охлаждения пласта водой, а также влиянием неучитываемой помехи - темпа закачки воды. С целью дифференцирования двух возможных причин уменьшения проводится следующий анализ. Если бы имел место последний случай, то увеличение дисперсии "помехи" - темпа закачки воды (увеличение "шума") должно было бы уменьшить R, уменьшение дисперсии "помехи" - увеличить R, однако графики изменения R и дисперсии закачки воды (вычисленной по тому же интервалу) не обнаруживают такого соответствия. Более того, соответствие обнаруживается между R и темпом закачки воды. Увеличение закачки воды соответствует уменьшению R, а уменьшение закачки - увеличению R, что может быть вызвано превалирующим влиянием на величину R темпа закачки воды (абсолютной величины), а не дисперсии этой величины.

Это соображение позволяет диагностировать (по уменьшению R), что затухание процесса развития ВГ в направлении скважины № 831 может произойти в результате охлаждения пласта водой.

К аналогичным результатам можно прийти на основе анализа динамики изменения тесноты корреляционной связи между темпом закачки окислителя в скважину № 826 и темпами отбора жидкости в скважинах №№ 808, 802, 803, 806 (рис. 5.6; 5.7; 5.8; 5.9). Начало отсчета - УП/1968 г. В начальный период развития процесса ВГ показатель R для всех скважин возрастает (до первой половины 1970 г. включительно), что может быть вызвано увеличением подвижности жидкости в условиях пласта, нарастанием охвата залежи воздействием ВГ, увеличением его эффективности. Однако после начала процесса влажного горения в скважине № 804 первого участка показатель R для скважин №№ 808 и 802 резко уменьшается, для скважин №№ 803 и 806, удаленных от очага влажного горения, уменьшение

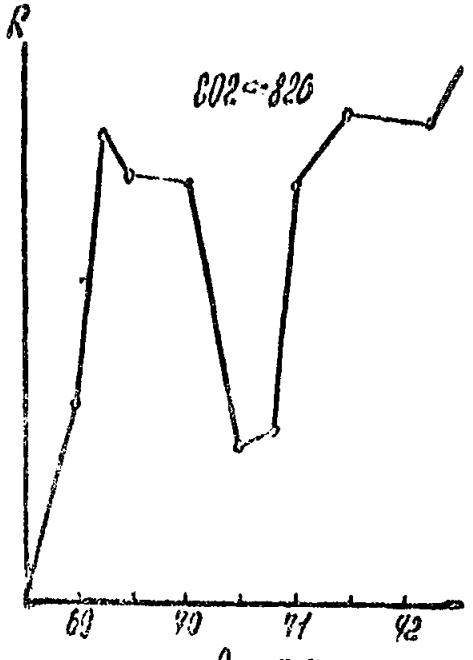


Рис. 5.7 Зависимость R от t для скважин 826 и 802.

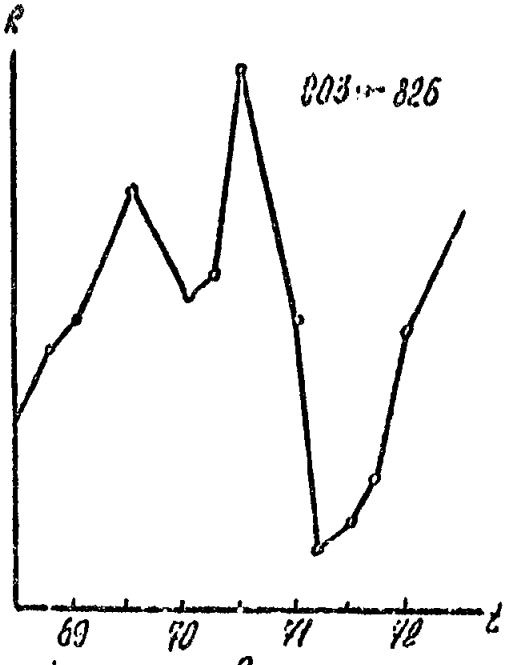


Рис. 5.8 Зависимость R от t для скважин 826 и 803.

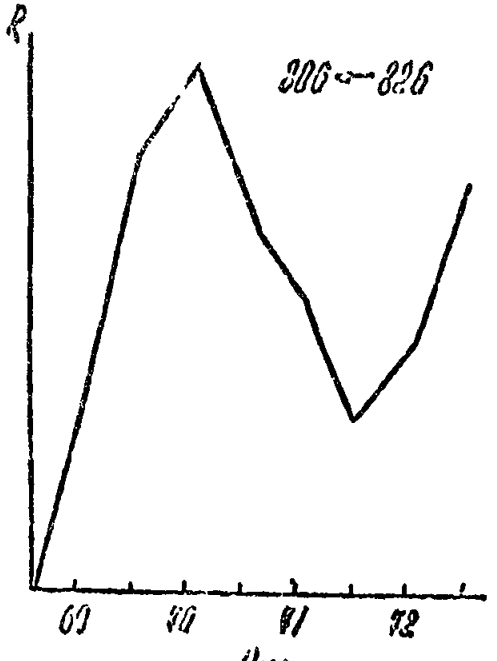


Рис. 5.9 Зависимость R от t для скважин 826 и 806.

уменьшение R растягивается на I и I,5 года соответственно. Это указывает на то, что скважины, близко расположенные к очагу "влажного" горения (№ 808 и № 802) "реагируют" на процесс влажного горения без запаздывания (в пределах полугода), удаленная скважина (№ 803) через год, еще более удаленная (№ 806) - через I,5 года, причем процесс "реагирования" снижается по времени.

В пользу этого же предположения свидетельствует монотонный характер увеличения R для рассмотренных скважин практически независимо от изменяющейся дисперсии нагнетания воды в скв.№ 804, что может быть вызвано уменьшением абсолютной величины закачки воды, продолжающимся нагнетанием окислителя, которое приводит к постепенному разогреванию остывшего при нагнетании воды пласта и способствует дальнейшему протеканию процесса (восстановлению подвижности нефти).

5.2. Диагностирование на основе анализа изменения газового фактора на добывающих скважинах

Изменение плотности потока окислителя может привести к изменению температурного и топливного режимов горения в районе фронта ВГ, что естественно вызовет изменение темпа продуцирования газов (продуктов горения). В зависимости от расстояния района продуцирования газов (очага горения) до добывающей скважины, коллекторских свойств пласта, подвижности жидкости и газа в пластовых условиях и т.д., газовый фактор на добывающей скважине реагирует на изменение плотности потока окислителя через различные интервалы времени. Так как газосодержание продукции скважины зависит от большого числа других факторов, то приближение к скважине фронта ВГ - "генератора" газов может вызвать также и

увеличение тесноты связи между темпом нагнетания окислителя и газовым фактором на добывающей скважине. Таким образом, указанные признаки - время запаздывания и теснота корреляционной связи между темпом нагнетания окислителя и газовым фактором на добывающей скважине могут быть использованы при диагностировании процессов сопутствующих ВГ.

Время запаздывания и теснота корреляционной связи между указанными параметрами могут быть оценены с помощью аппарата взаимно-корреляционных или дисперсионных функций. Эти функции имеют максимум при запаздывании, равном времени прохождения сигнала в системе.

Введенные диагностирующие признаки использовались при оценке эффективности ВГ на месторождении Хорасаны для скважин. №№ 6, 4, 5, I8 рис. 5.I0.

Рассматриваемый интервал (I974-I977 гг.) был условно разбит на два периода: первый период горения I974-I975 гг.

второй период горения I976-I977 гг.

По месячным данным о темпе нагнетания окислителя в скв. №№ 3326 и I2, а также газовым факторам добывающих скважин при использовании дисперсионной меры идентичности были получены следующие результаты:

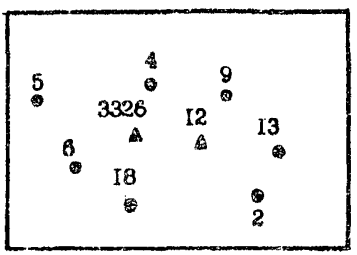


РИС.5.I0 Схема расположения скважин месторождения Хорасаны.

номер скважины	время запаздывания на I период	теснота связи	время запаздывания на 2 период	теснота связи
6	6 мес.	0.83	3 мес.	0.89
4	-	0.00	I мес.	0.74
5	5 мес.	0.68	4 мес.	0.80
I8	-	0.00	2 мес.	0.68

Таким образом, при развитии ВГ для всех скважин теснота связи между темпом нагнетания окислителя и газовым фактором возрастает, а время запаздывания уменьшается, что может быть вызвано приближением фронта ВГ к добывающим скважинам, а также увеличением подвижности жидкости и газов в условиях пласта.

Зам. директора ВНИИ Сургучев М.Л.

Руководитель отдела техники и технологии добычи нефти Гусев В.И.

Руководитель лаборатории газонефтяной динамики Ширзадханзаде А.Х.

6. ПРИЛОЖЕНИЕ

6.I. К выбору диагностирующих признаков при анализе взаимодействия скважин

Изменения в картине взаимодействия скважин можно оценить в результате специальных гидродинамических исследований скважин и пластов. Такие прямые методы не могут быть реализованы в большом масштабе по техническим, технологическим и прочим причинам, поэтому необходима разработка косвенных методов, которые контролируются на ограниченном массиве с применением прямых методов. В условиях стохастического характера промысловой информации в качестве показателя взаимодействия скважин могут быть выбраны какие-либо характеристики статистической связи между их дебитами, например, парные, частные и множественные коэффициенты корреляции, а также корреляционное отношение (КО).

Парные коэффициенты корреляции, позволяющие оценить степень линейной статистической связи между дебитами двух скважин, рассчитываются по формуле

$$r_{ij} = \frac{\operatorname{cov} q_i q_j}{\sigma q_i \, \sigma q_j} = \frac{\sum_{k=1}^{N} (q_{ik} - \bar{q}_i)(q_{jk} - \bar{q}_j)}{\left[\sum_{k=1}^{N} (q_{ik} - \bar{q}_i)^2\right]^{1/2} \cdot \left[\sum_{k=1}^{N} (q_{jk} - \bar{q}_j)^2\right]^{1/2}} \quad (6.1)$$

где q_{ik}, q_{jk} - текущие замеры дебитов i и j скважин; $\bar{q}_i$, $\bar{q}_j$ - средние значения по соответствующим выборкам. При взаимодействии нескольких объектов парные связи между ними оцениваются на основании частного коэффициента корреляции

$$r_{ij,m} = \frac{R_{ij}}{\left[R_{kk} \cdot R_{jj}\right]^{1/2}}, \quad (6.2)$$

где R_{ij} , R_{xx}, R_{jj} - миноры определителя корреляционной матрицы

$$R = \det\left[\tau_{ij}\right] \begin{vmatrix} 1 & \tau_{12} & \dots & \tau_{1n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \tau_{i1} & \tau_{i2} & \dots & \tau_{in} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \tau_{n1} & \tau_{n2} & \dots & 1 \end{vmatrix}$$

Множественный коэффициент корреляции служит для оценки совокупного влияния нескольких скважин на одну выбранную для проведения ГТМ

$$\tau_{i,m} = \left(1 - \frac{R}{R_{ii}}\right)^{1/2} \qquad (6.3)$$

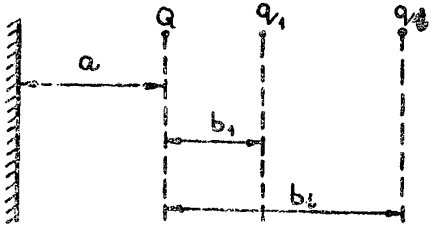
Для детерминированного объекта, на входе которого действуют случайные функции $\vec{X}(t)$ и неучитываемая помеха $\xi(t)$, а на выходе наблюдается случайная функция $У(t)$ $(У(t) = F(\vec{X}(t)) + \xi(t)$ корреляционное отношение

$$\Theta = \sqrt{1 - \frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}y}} \qquad (6.4)$$

где $\mathcal{D}\xi$,. $\mathcal{D}y$ - дисперсии ξ и $У$ соответственно. Из разложения общей дисперсии в случае некоррелированности $F(\vec{X})$ и ξ: $\mathcal{D}y = \mathcal{D}F(\vec{X}) + \mathcal{D}\xi$ и 6.4 следует, что $0 \leq \Theta \leq I$ в зависимости от отношения дисперсий $\frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}y}$. Аналогичные состношения выполняются и для стохастического объекта, на входе которого $\vec{X}$, а на выходе $У$, так как выходная переменная определяется также и внутренними шумами объекта ξ. Некоторые свойства К.О. применительно к задачам диагностирования процессов, происходящих в плас-

те в процессе разработки можно проиллюстрировать на следующих примерах.

Диагностирование изменения типа продвижения непроницаемой границы.



На основании метода отражения для случая бесконечного прямолинейного непроницаемого обреза определяется давление на забое скважины и удаленном контуре питания соответственно:

$$P_{з.} = \frac{1}{2\pi\delta}\left(Q \ln r_c/2a + \sum q_i \ln b_i/(2a+b_i)\right) + \xi_0 + C \quad (6.5)$$

$$P_к = \frac{1}{2\pi\delta}\left(Q \ln R_к^2 + \sum q_i \ln R_к^2\right) + \xi_1 + C, \quad (6.6)$$

где $\delta = \frac{kh}{\mu}$, $r_c, a, R_к$ – радиус скважины, расстояние от скважины до непроницаемой границы и контура питания соответственно;
ξ_0, ξ_1 – помехи, обусловленные воздействием неучтенных факторов.
Депрессия на скважине

$$\delta P = \frac{1}{2\pi\delta}\left(Q \ln \frac{R_к^2}{2a r_c} + \sum q_i \ln \frac{R_к^2}{(2a+b_i)b_i}\right) + \xi_1 - \xi_0 \quad (6.7)$$

граничное условие (способ эксплуатации) $\delta P = dP - RQ + \xi_2$, откуда

$$Q_3 = \frac{\xi}{R + \frac{1}{2\pi\delta}\ln\frac{R_K^2}{2a r_i}} + \frac{dP - \frac{1}{2\pi\delta}\sum q_i \ln\frac{R_K^2}{(2a+b_i)b_i}}{R + \frac{1}{2\pi\delta}\ln\frac{R_K^2}{2a r_c}}, \quad (6.8)$$

где $\xi = \xi_2 - \xi_1 + \xi_0$.

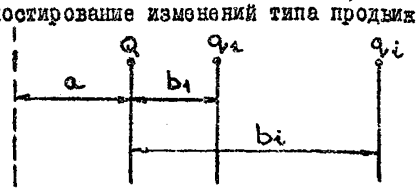
Введя прежние обозначения, получим соотношения между дисперсиями в случае некоррелированности ξ и $f(\vec{q})$:

$$\mathcal{D}Q = \frac{\mathcal{D}\xi}{\left(R + \frac{1}{2\pi\delta}\ln\frac{R_K^2}{2a r_c}\right)^2} + \mathcal{D}R \quad (6.9)$$

$$\Theta^2 = \frac{\mathcal{D}f}{\mathcal{D}Q} = 1 - \frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}Q\left(R + \frac{1}{2\pi\delta}\ln\frac{R_K^2}{2a r_c}\right)^2} \quad (6.10)$$

Таким образом при удалении непроницаемой границы (увеличении a) К.О. уменьшается, при приближении - увеличивается, (при условии постоянства отношения дисперсий $\frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}Q}$).

Диагностирование изменений типа продвижения контура питания.



На основании метода отражения для случая бесконечного прямолинейного контура питания определяется давление на забое скважины и контуре питания соответственно:

$$P_3 = \frac{1}{2\pi\delta}\left(Q\ln\frac{r_c}{2a} + \sum q_i \ln\frac{b_i}{2a+b_i}\right) + C + \xi_0 \quad (6.11)$$

$$P_K = C + \xi_1 \quad (6.12)$$

Депрессия на скважине

$$\delta P = \frac{1}{2\pi\delta}\left(Q\ln\frac{2a}{r_c} + \sum q_i \ln\frac{2a+b_i}{b_i}\right) + \xi_1 - \xi_0 \quad (6.13)$$

Граничное условие $\delta P = dP - RQ + \xi_2$ отсюда

$$Q = \frac{\xi}{R + \frac{1}{2\pi\delta}\ln\frac{2a}{r_c}} + \frac{dP - \frac{1}{2\pi\delta}\sum q_i \ln\frac{2a+b_i}{b_i}}{R + \frac{1}{2\pi\delta}\ln\frac{2a}{r_i}} \quad (6.14)$$

Корреляционное отношение равно

$$\Theta^2 = \frac{\partial f}{\partial Q} = 1 - \frac{\partial \xi}{\partial Q\left(R + \frac{1}{2\pi\delta}\ln\frac{2a}{r_i}\right)^2} \quad (6.15)$$

Таким образом, при удалении контура (увеличении a) К.О. увеличивается, при приближении - уменьшается.

Диагностирование особенностей типа застойной области или непроницаемого сброса.

Уравнение интерференции для случая двух скважин

$$\delta P_0 = a_0 q_0 + a Q + \xi_1, \quad (6.16)$$

где a - коэффициент взаимовлияния, a_0 - самовлияния, ξ_1 - помеха, обусловленная воздействием других скважин. Коэффициент a_0 зависит от расстояния между скважинами, коллекторских свойств пласта и подвижности жидкости в области, расположенной между рассматриваемыми скважинами. С учетом граничного условия (способа эксплуатации) $\delta P_0 = dP - R_0 q_0 + \xi_2$ определяется дебит Q

$$Q = \frac{dP - (a_0 + R_0)q_0}{a} + \frac{\xi_2 - \xi_1}{a} \qquad (6.17)$$

Воспользовавшись старыми обозначениями

$$\mathcal{D}Q = \mathcal{D}f + \frac{\mathcal{D}\xi}{a^2} \qquad (6.18)$$

$$\Theta^2 = \frac{\mathcal{D}f}{\mathcal{D}Q} = 1 - \frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}Q a^2} \qquad (6.19)$$

Таким образом, при постоянстве величины $\frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}Q}$ для каждой из пар скважин (q_i, Q) увеличение a (уменьшение расстояния между скважинами, улучшение коллекторских свойств или подвижности жидкости) вызывает увеличение К.О., уменьшение a (увеличение расстояния, ухудшение коллекторских свойств или подвижности жидкости) вызывает уменьшение К.О.

Диагностирование изменений типа продвижения источника. ВГ может быть интерпретирован как движущаяся батарея источников пара, газа, растворителей, горячей жидкости. Для простоты рассматривается продвижение одного источника. Депрессия на нем

$$\delta P_0 = a_0 q_0 + aQ + \xi_0$$

где Q - дебит добывающей скважины; ξ_0 - помеха, обусловленная влиянием неучтенных скважин. В окрестности очага горения происходят сложные химические реакции, сопровождающиеся повышением давления и температуры в районе ВГ . Давление, а также производительность ВГ (как источника) являются многозначными функциями плотности потока окислителя или темпа его нагнетания, тогда $\delta P_0 - a_0 q_0 = F(Q_3) + \xi_2$, где Q_3 - темп нагнетания окислителя; $F(Q_3)$-функциональная часть стохастического объек-

та (ВГ); ξ_2 - внутренняя помеха.

Дебит добывающей скважины, можно выразить через Q_3:

$$Q = \frac{F(Q_3)}{a} + \frac{\xi_2 - \xi_0}{a}.$$

В старых обозначениях

$$Q = f(Q_3) + \frac{\xi}{a}; \quad \mathcal{D}Q = \mathcal{D}f + \frac{\mathcal{D}\xi}{a^2}; \quad (6.20)$$

$$\Theta^2 = \frac{\mathcal{D}f}{\mathcal{D}Q} = 1 - \frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}Q \cdot a^2}. \quad (6.21)$$

В результате воздействия ВГ увеличивается подвижность жидкости: увеличивается a и при условии сохранения отношения $\frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}a}$ увеличивается К.О. Тот же эффект увеличения Θ может быть обусловлен и приближением ВГ к добывающей скважине.

Диагнортирование особенностей обводнения скважины. Обводненность скважины (S) может быть обусловлена как причинами, связанными с темпом отбора жидкости (Q), так и обводненностью собственно фильтрационного потока (ξ) $S = F(Q) + \xi$. Для диагностирования возможных причин обводнения скважины может быть применено К.О. $\Theta = \sqrt{1 - \frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}S}}$.

Чем большая часть дисперсии "описывается" переменной ξ, тем ниже К.О.То есть, чем ближе рассматриваемый случай к обводненности собственно фильтрационным потоком, тем ниже К.О., характеризующее зависимость обводненности от темпа отбора жидкости.

Приведенные примеры являются иллюстрацией возможности использования дисперсионной меры идентичности при диагностировании на основе анализа особенностей интерференции скважин. Предпосылкой этого является качественная аналогия между интерференцией реальных скважин и интерференцией в рассмотренных выше простейших

случаях. Выполнение принятых выше предположений относительно дисперсий помехи и выхода позволяют диагностировать особенности взаимодействия скважин достаточно точно. Однако в реальных условиях при использовании лишь промысловой информации диагностирование на основе К.О. может быть неоднозначным, поскольку дисперсия помех не может быть определена непосредственно по этим данным. Для повышения надежности диагностирования в реальных условиях могут быть использованы дополнительные косвенные признаки, в какой-то степени характеризующие дисперсию возможных помех. Этими признаками могут быть, в частности, постоянство способа эксплуатации, отсутствие резких изменений дебитов скважин и времени их работы, недиагностируемых видов воздействия на пласт и призабойную зону, резких изменений в результате прорывов газа и т.д.

6.2. Обоснование методики выбора корреляционного отношения

При рассмотрении взаимодействия скважин приходится сталкиваться с тем, что граничные условия на скважине не являются чем-то фиксированным, связанным только со способом ее эксплуатации. Например, в случае высокого гидродинамического ресурса пласта (хорошего притока), когда оборудование скважины работает не на пределе своих возможностей, дебит скважины может быть назначен практически произвольно и является в данном случае независимой величиной. Месячный дебит скважины может также регулироваться изменением числа дней ее работы. Здесь граничное условие на скважине близко к граничному условию второго рода – заданному дебиту. В случае же низкого гидродинамического ресурса пласта (плохой приток), если оборудование подъема жидкости работает на пределе

своих возможностей, граничное условие на скважине близко к граничному условию третьего рода $\delta P = dP - Rq_v$, где δP - разность между контурным давлением и давлением на призабойной зоне, dP - разность между контурным и устьевым давлениями, R - сопротивление призабойной зоны, ствола скважины, насоса, штуцера и т.д., q_v - ее дебит. В различные периоды работы скважины на ней могут быть реализованы различные граничные условия с помощью вариации времени ее работы, штуцера (задвижки), устьевого давления и т.д.

В зависимости от вида граничного условия на скважине она может быть как "приемником" (условие 3 рода), так и "передатчиком" (условие 2 рода) колебаний дебитов. Эти два режима являются крайними, благодаря чему возможны также и смешанные режимы.

Если источником колебаний (возмущений дебита) является скважина q_{v1} (передатчик), то "большие" колебания ее дебита могут вызвать разве что "малые" колебания дебита q_{v0} (приемник) и наоборот, "большие" колебания q_{v0} могут вызвать "малые" колебания q_{v1}. Таким образом, качественная картина связи между амплитудами колебаний дебитов скважин в интервалах их изменения (рис.6.I)

Связь между дебитами скважин будет линейной на всем интервале изменения дебита в случае выделения каждой из ветвей (АВ или СД) или нелинейной (кусочно-линейной) при их совместном рассмотрении (рис. 6.2).

Нелинейной она будет и в самом распространенном случае, когда обе рассматриваемые скважины являются "приемниками" и "передатчиками" одновременно. В первой постановке (связь линейная) меру взаимодействия скважин может быть оценена (за исключением смешанного случая) с использованием методов классификации и

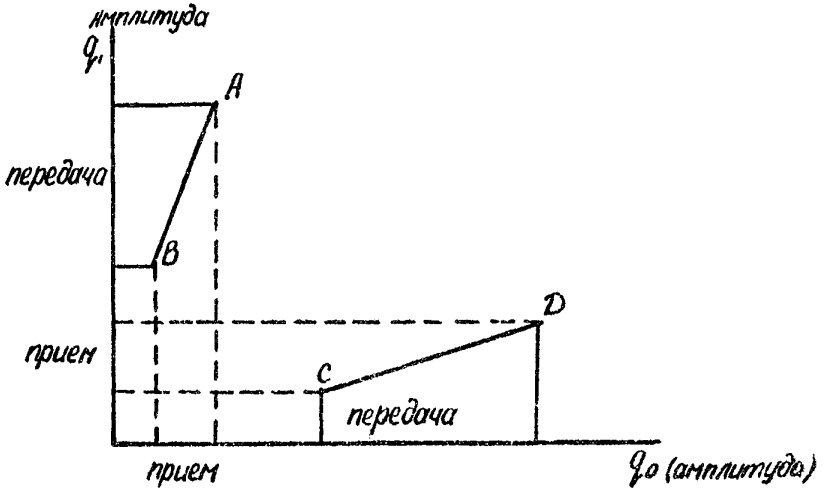


Рис.6.I Связь между амплитудами колебаний дебитов скважин.

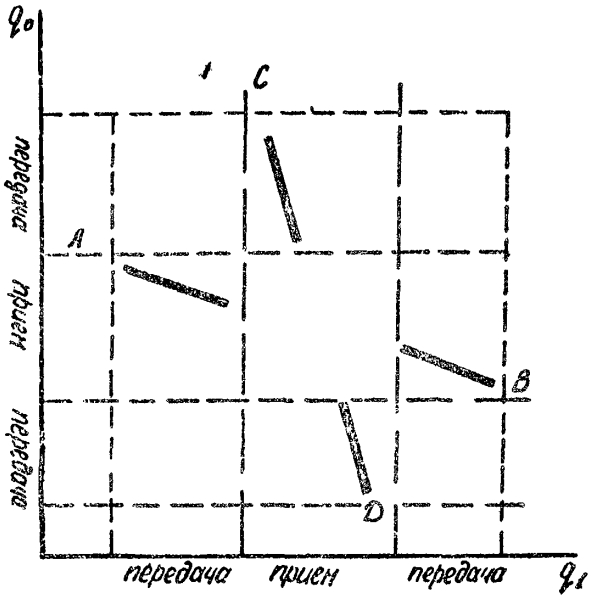


Рис.6.2 Кусочно-линейная зависимость амплитуд колебаний дебитов.

распознавания образов (выделение линейных ветвей) с последующей оценкой статистической линейной связи с помощью коэффициента корреляции. Однако "размытый" характер граничных условий, отсутствие четких "границ" и "сгущений" в амплитудах колебаний дебитов реальных скважин, а также малый объем промысловой информации являются серьезными препятствиями на пути применения этих методов.

Альтернативным путем анализа взаимодействия скважин является оценка показателя тесноты связи для нелинейного случая - дисперсионной меры идентичности (корреляционного отношения (К.О.)). При оценке этого показателя может быть использован МГУА. Настоящая постановка обладает рядом преимуществ:

Возможность анализа взаимодействия скважин и в нелинейном случае.

Возможность учета неформализованных параметров, влияющих на взаимодействие скважин (время их работы, число качаний и длина хода для ШГН, мощность насоса, положение задвижки и т.д.).

Возможность косвенного учета существенных факторов через коррелированные с ними. Таким способом может быть учтено забойное давление, дебиты невключенных в модель скважин и др. Благодаря чему в использованном подходе при анализе взаимодействия можно ограничиться лишь ближайшими скважинами. В этом случае модели МГУА могут не иметь физического смысла, так как существенные незамеряемые параметры входят в модель через коррелированные с ними замеряемые.

Ослабляются требования к качеству и количеству промысловых данных, так как с помощью МГУА возможно построение модели объекта и оценки К.О. по небольшому числу экспериментальных точек.

6.3. Расчет дисперсионной меры идентичности

Для зависимости $У = F(\vec{q}) + \xi$, где У - выходная переменная, $\vec{q}$ - вектор входных величин, ξ - неучитываемая помеха. Корреляционное отношение (К.О.) определяется следующим образом $\Theta = \sqrt{1 - \frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}У}}$. Вычисление дисперсии выхода $\mathcal{D}У$ по экспериментальным данным не представляет трудности. Затруднения возникают при оценке условной дисперсии выхода У относительно входов $\vec{q}$. Эта величина равна дисперсии ошибки предсказания выхода $\mathcal{D}\xi$ по оптимальной модели объекта $F(\vec{q})$. Таким образом, задача оценки К.О. сводится к отысканию оптимальной по среднеквадратичному критерию модели F . Тогда простой подстановкой экспериментальных данных в эту модель оценивалась бы дисперсия ошибки предсказания $\mathcal{D}\xi = \mathcal{D}(У - F(\vec{q}))$, а следовательно и К.О.

Для решения этой задачи может быть использован метод группового учета аргументов (МГУА), который позволяет по небольшому числу экспериментальных точек построить оптимальную по среднеквадратичному критерию модель объекта. С помощью критериев МГУА может быть оценено и К.О. Однако наличие двух основных критериев в МГУА - регулярности и несмещенности оставляет открытым вопрос о рациональном выборе критерия селекции, так как с одной стороны исследователь заинтересован в оценке К.О. по модели, хорошо согласующейся с экспериментальными данными, (селекция по критерию регулярности), а с другой - в оценке К.О. по модели, носящей "закономерный" экстраполяционный характер (селекция по критерию несмещенности). В данной работе использован обобщенный критерий, обладающий положительными свойствами обоих критериев. Подобный подход в сочетании с методом включения позволяет оценивать К.О. для зависимостей достаточно общего вида.

Регулярный критерий несмещенности определяется следующим образом: группа экспериментальных точек располагается в ряд по величине дисперсии выхода $(\bar{y} - y^j)^2$ и разбивается на две равные части N_1 и N_2 (точки с четными номерами относятся к одной последовательности, с нечетными-к другой). Обозначим через y_I, y_2 модели одинаковой структуры, полученные на последовательностях N_1 и N_2 соответственно. Для y_I обучающая последовательность $N_{об.} = N_1$, а для y_2 $N_{об.} = N_2$. Тогда критерий регулярности модели y_I на последовательности N_2

$$\Phi_1 = \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (y_1^j - y^j)^2 , \qquad (6.22)$$

критерий регулярности y_2 на последовательности N_1

$$\Phi_2 = \sum_{j=1}^{N_1} (y_2^j - y^j)^2 . \qquad (6.23)$$

Регулярный критерий несмещенности (критерий согласия)

$$\Phi = \Phi_1 + \Phi_2 \qquad (6.24)$$

имеет смысл как критерия регулярности, так и критерия несмещенности, основанного на анализе решения. При вполне не реальном предположении о том, что ошибка интерполяции (остаточная дисперсия) не превосходит ошибки экстраполяции на новых точках проверочной последовательности (критерия регулярности), то есть при выполнении для каждой из моделей y_I, y_2 следующих неравенств:

$$\sum_{j=1}^{N_1} (y_1^j - y^j)^2 \leq \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (y_1^j - y^j)^2 = \Phi_1 , \qquad (6.25)$$

$$\sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (y_2^j - y^j)^2 \leq \sum_{j=1}^{N_1} (y_2^j - y^j)^2 = \Phi_2$$

легко установить соотношение между введенным критерием Ф и критерием несмещенности, основанном на анализе решения:

$$n_{см} \leq 2\Phi \quad . \tag{6.26}$$

При вышеуказанном способе разбиения экспериментальных точек на последовательности $N_1; N_2$ (то есть при таком разбиении, когда точки обеих последовательностей равноценны в смысле дисперсии у неравенства (6.25) практически всегда выполняются. Тогда из (6.25) и из очевидного неравенства:

$$n_{см} = \sum_{j=1}^{N_1+N_2} (Y_1^j - Y_2^j)^2 \leq \sum_{j=1}^{N_1+N_2} (Y_1^j - Y^j)^2 + \sum_{j=1}^{N_1+N_2} (Y_2^j - Y^j)^2 = \tag{6.27}$$

$$= \sum_{j=1}^{N_1} (Y_2^j - Y^j)^2 + \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (Y_1^j - Y^j)^2 + \sum_{j=1}^{N_1} (Y_1^j - Y^j)^2 + \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (Y_2^j - Y^j)^2$$

первые два члена в правой части которого есть критерий Ф, следует соотношение (6.26). Таким образом, если модель построена по критерию Ф, то она является одновременно регулярной со значением критерия регулярности Φ_1 или Φ_2 и несмещенной со значением критерия несмещенности $n_{см} \leq 2\Phi$. Универсальный критерий Ф использовался в варианте обобщенного модифицированного алгоритма МГУА – методе включения с ортогональными преобразованиями. На первом этапе мультипликативного включения строятся N мультипликативных моделей объекта $Y = a_i \mathcal{X}_i^k + b_i \}_{i=1}^{N}$, где к – номер ряда селекции, $\mathcal{X}_i^k = \frac{q_{i_1} \cdot q_{i_2} \cdots q_{i_k}}{q_{i_1}^1 \cdot q_{i_2}^1 \cdots q_{i_k}^1}$ произведение исходных переменных, включенных в мультипликативную модель (могут быть использованы переменные, обратные исходным). Коэффициенты a_i, b_i определяются на обучающей последовательности по методу наименьших квадратов. На первом ряду селекции полагаем $\mathcal{X}_i^1 = \psi_i$, где ψ переменные вида q, $\frac{1}{q}$. Критерии (6.22), (6.23), (6.24).

для этих частных описаний Φ'_{1i}, Φ'_{2i} Φ'_i соответственно. Следуя идее метода включения, на каждом последующем "к" ряде селекции в каждое из частных описаний " i " можно ввести переменную Ψ_{jik} (то есть $\text{æ}^k_i = \text{æ}^{k-1}_i \cdot \Psi_{jik}$) только в случае уменьшения при этом обоих критериев регулярности (6.22), (6.23) или точнее при выполнении условий:

- при введении Ψ_{jik} в " i " частное описание ни один из критериев Φ^k_{1i}, Φ^k_{2i} не возрастает,

- из переменных, удовлетворяющих первому условию вводится та, которой соответствует минимальное значение критерия Φ^k_i.

Таким образом, на каждом "к" шаге включения переменной в " i " частное описание номер jik находится решением задачи

$$\Phi_i \to \min ; \quad \Phi^k_{1i} \leq \Phi^{k-1}_{1i} ; \quad \Phi^k_{2i} \leq \Phi^{k-1}_{2i} . \qquad (6.28)$$

Система (6.28) собственно и является определением регулярного критерия несмещенности. При этом способе включении переменных значение критерия Φ^k_i для каждого " i." частного описания уменьшается монотонно. Первый этап (мультипликативное включение) продолжается до тех пор пока регулярный критерий несмещенности уменьшается хотя бы для одного из частных описаний.

На втором этапе аддитивного включения возможно построение модели объекта в виде уравнения " в обратных связях"

$$Y = F_1(\text{æ}_1, \ldots \text{æ}_N) + YF_2(\text{æ}_1, \ldots \text{æ}_N) + Y^2F_3(\text{æ}_1, \ldots \text{æ}_N) \qquad (6.29)$$

где æ_i - мультипликативные модели, построенные на первом этапе, F_1, F_2, F_3 - аддитивные (линейные) функции переменных æ и $1/\text{æ}$ и их структура подлежит оптимизации. Такой общий вид модели включает в себя в частных случаях как модель в виде полинома

($F_2 \equiv F_3 \equiv 0$), так и в виде рациональной функции ($F_3 \equiv 0$). Очевидно (6.29) можно переписать в виде

$$Y = \sum a_i X_i \,, \qquad (6.30)$$

где через X обозначены переменные вида $æ, 1/æ, y \cdot æ, y/æ, y^2 æ, y^2/æ$. Особенность данного варианта метода включения состоит в ортогонализации исходных переменных X, которая служит для выявления наиболее значимых факторов (Z), отбираемых по критериям Φ_I, Φ_2, Φ. Последовательным включением строится модель вида

$$Y = \sum \beta_i Z_i \,, \qquad (6.31)$$

соответствующая (6.30) в новых, попарно ортогональных переменных Z.

Ортогонализация Грама - Шмидта осуществляется на точках обучающей последовательности ($N_{об.}$).

$$\begin{aligned} Z_1 &= X_{i1} \\ Z_2 &= X_{i2} - \alpha_2^1 Z_1 \\ &\cdots\cdots \\ Z_K &= X_{iK} - \sum_{i=1}^{K-1} \alpha_K^i Z_i \,, \end{aligned} \qquad (6.32)$$

Где α_K^i определяется из условия попарной ортогональности переменных Z

$$\alpha_L^i = \left[\sum_{j=1}^{N_{об.}} Z_L^j X_{iL}^j\right] \Big/ \left[\sum_{j=1}^{N_{об.}} (Z_L^j)^2\right] \qquad \begin{matrix} i = 1, L-1 \\ L = 1, K \end{matrix} \,. \qquad (6.33)$$

Тогда коэффициенты β в (6.31) определятся на обучающей последовательности по методу наименьших квадратов

$$\beta_L = \left[\sum_{j=1}^{N_{об.}} Y^i Z_L^j\right] \Big/ \left[\sum_{j=1}^{N_{об.}} (Z_L^j)^2\right] \qquad L = 1, K \qquad (6.34)$$

В правую часть (6.3I) возможно входит переменные, содержащие У или $У^2$.

Таким образом, (6.3I) является уравнением относительно У, и под критериями $Ф_I$, $Ф_2$, Ф в дальнейшем будем понимать выражения (6.22), (6.23), (6.24), в которых $У_I$ есть решение этого уравнения (собственно модель объекта), полученного при ортогонализации (6.32) и обучения (6.34) на последовательности N_I, а $У_2$ на N_2 соответственно. На первом шаге аддитивного включения в (6.3I) и (6.32) вводится переменная $Z_1 = X_{i_1}$, которой соответствует минимальное значение критерия Ф. Следуя идее метода включения на каждом последующем "к" шаге введем переменную $X_{iк}$ в систему ортогональных переменных (6.32), а соответствующую переменную $Z_к$ в (6.3I) только в случае невозрастания при этом значений обоих критериев регулярности $Ф_I$, $Ф_2$ или при выполнении следующих условий - при введении $X_{iк}$ ни один из критерие возрастает. Из этих переменных вводится та, которой соответствует минимальное значение критерия Ф.

Таким образом, как и на первом этапе мультипликативного включения номер, вводимой на "к" шаге переменной $i_к$, определяется решением задачи

$$Ф^к \to \min;\ Ф_1^к \le Ф_1^{к-1};\ Ф_2^к \le Ф_2^{к-1} \qquad (6.35)$$

Здесь, как и выше (6.28) из способа включения следует монотонность Ф.

В изложенной постановке задача построения модели объекта является фактически многоцелевой, то есть задачей о векторным критерием оптимальности, компонентами которого являются два критерия регулярности $Ф_1 \to \min$ $Ф_2 \to \min$.

Для решения этой задачи был использован метод ограничений (6.28), (6.35), который является модификацией часто применяемого для практического решения векторных задач метода уступок, состоящего в выделении главного показателя (здесь критерия согласия Ф) и фиксировании допустимых отклонений от оптимумов по остальным критериям (Φ_I, Φ_2).

Так как оптимальные значения Φ_I и Φ_2 не известны, то в качестве таких ограничений выступает требование: улучшая Ф, не ухудшать ни одной компоненты векторного критерия, что приводит к задаче оптимизации одного критерия Ф при ограничениях на Φ_I и Φ_2. Эти ограничения имеют и другой, очевидный смысл: так, если на "к" шаге включения переменной эффективная точка еще не достигнута, то по определению области Парето, найдется новое допустимое состояние "к + I", такое, что $\Phi_1^{k+1} \leq \Phi_1^k$ $\Phi_2^{k+1} \leq \Phi_2^k$ и хотя бы одно из этих неравенств выполняется строго. Использование же Ф в качестве "главного" критерия обусловлено тем, что он объединяет интересы как Φ_I, так и Φ_2 .

По определению регулярного критерия несмещенности Ф есть дисперсия ошибки прогноза, аналогично может быть оценена и дисперсия выхода

$$\Phi_c = \sum_{j=1}^{N_1} (Y^j - \bar{Y}_2)^2 + \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (Y^j - \bar{Y}_1)^2,$$

где $\bar{Y}_I$, $\bar{Y}_2$ математические ожидания У, вычисленные на точках N_1 и N_2 . соответственно.

Корреляционное отношение, введенное на критериях МГУА (на регулярном критерии несмещенности) $\Theta = \sqrt{1 - \frac{\Phi}{\Phi_c}}$ имеет то преимущество перед обычным К.О., что является показателем тесноты прогнозирующей закономерной связи. На основе критериев

МГУА может быть введён и аналог частного коэффициента корреляции, который может быть использован в качестве показателя корреляционной связи между исследуемыми параметрами в случае, когда на них оказывает влияние группа факторов и необходимо выделить их влияние.

Аналог частного коэффициента корреляции (частное корреляционное отношение) $\Theta_L=\sqrt{1-\frac{\Phi}{\Phi_{(L)}}}$, где $\Phi_{(L)}$ - из области перебора МГУА. Аналогично может быть введено и корреляционное отношение в случае, когда необходимо выделить влияние группы факторов. Показателем их влияния на исследуемую величину может быть $\Theta_{L_1\dots L_K}=\sqrt{1-\frac{\Phi}{\Phi_{(L_1\dots L_K)}}}$, где $\Phi_{(L_1\dots L_K)}$ - значение регулярного критерия несмещённости, полученное при исключении переменных $q_{L_1},\dots q_{L_K}$ из области перебора МГУА.

6.4 Диагностирование наличия гидродинамической связи. (апробация методики)

Физические основы диагностирования.

Одними из основных методов исследования скважин и пластов являются гидродинамические методы, которые позволяют по степени затухания "волны давления" и времени её прохождения судить о многих свойствах пласта. Так как изменение давления в пласте распространяется только по проницаемым пропласткам, то давление в скважинах, отдалённых от возмущающей непроницаемыми границами, не реагирует на изменения давления в возмущающей скважине. Таким образом, гидропрослушивание пласта позволяет судить о наличии в нём застойных зон, непроницаемых нарушений, а также оценивать их положение. Наличие гидродинамической связи между давлениями в районах возмущающей и реагирующей скважин может проявить себя в виде наличия корреляционной связи между дебитами этих скважин. Указанная связь является корреляционной (многозначной) так как на дебиты скважин оказывают влияние многие другие факторы. Отсутствие

гидродинамической связи может привести к независимости дебитов скважин.

Таким образом случаи наличия или отсутствия гидродинамической связи могут быть диагностированы на основе анализа тесноты корреляционной связи между дебитами скважин по данным их нормальной эксплуатации без проведения специальных гидродинамических исследований.

В качестве показателя тесноты корреляционной связи может быть использовано корреляционное отношение, основанное на критериях метода группового учёта аргументов (МГУА). Этим показателем можно охарактеризовать качество прогноза (отношение "описанной" моделью прогноза дисперсии ко всей дисперсии) дебита одной скважины по известному дебиту другой.

Диагностирующий признак - корреляционное отношение зависимости между дебитами жидкости сопоставлялся с результатами гидропрослушивания скважин месторождений банка Дарвина и Песчанный - море. Для каждой пары исследованных скважин с дебитами Q_1 и Q_2 оценивались корреляционные отношения зависимостей $Q = F(Q_2)$, $Q_2 = F(Q_1)$. Результаты заносились в таблицу 6.I и изображались на графике (Рис. 6.3) в координатах "максимальное корреляционное отношение" и"минимальное корреляционное отношение".

Из таблицы и рисунка видно, что наличие гидродинамической связи может быть достаточно точно диагностировано на основе двух значений корреляционного отношения $K_{min} < 0,4$ $K_{max} < 0,5$-связи нет

$K_{min} > 0,4$ $K_{max} > 0,5$-связь есть

Диагностический подход к установлению наличия или отсутствия гидродинамической связи не ограничен использованием лишь корреляционного отношения. Для повышения надёжности диагностирования могут применяться и другие диагностирующие признаки: информационная мера

идентичности, ранговая корреляция, экспертные оценки и т.д.

Диагностирование наличия гидродинамической связи. Таблица 6.I

№ пп	номера исследованных скважин		гидродинамическая связь	корреляционное отношение	
			банка Дарвина		
I	287	II3	нет	0,I8	0,I5
2	I83	228	Нет	0,42	0,24
3	I09	74	нет	0,27	0,22
4	I09	93	нет	0,66	0,62
5	228	I92	нет	0,II	0,00
6	20	II6	нет	0,I0	0,00
7	I92	227	нет	0,I2	0,I2
8	I07	40	нет	0,33	0,29
9	I83	227	нет	0,34	0,33
			Песчанный - море		
I0	I70	I42	есть	0,62	0,56
II	I54	I55	есть	0,9I	0,86
I2	I73	I86	нет	0,56	0,50
I3	I83	4I	нет	0,35	0,26
I4	205	208	нет	0,26	0,I0
I5	I49	I2I	есть	0,75	0,7I
I6	270	II3	нет	0,35	0,24
I7	II7	I73	нет	0,28	0,2I
I8	I72	I86	нет	0,32	0,24
I9	I73	I72	нет	0,44	0,03

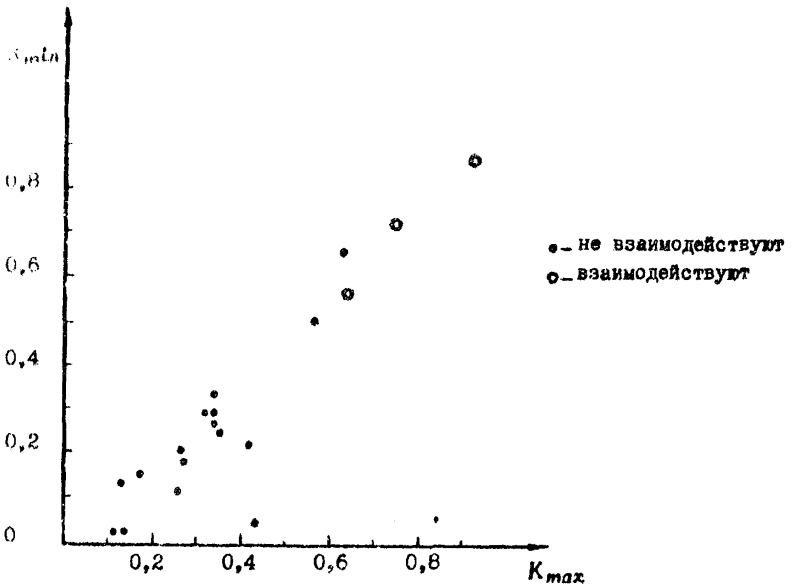


РИС. 6.3 Установление границ наличия или отсутствия гидродинамической связи скважин.

6.5. Описание программ

Комплекс состоит из двух программ MULGU и ADIGU, осуществляющих соответственно первый и второй этапы метода: MULGU - мультипликативное, ADIGU - аддитивное включение. Язык программирования - ФОРТРАН-IУ МИНСК-32. Обращение к программам на фортране имеет вид.

```
CALL MULGU (KB, N1, M, M1, XB, NOX,
            NM, Z, Z1, MULT, MUL,
            MULR, F1, F2, Y, YMAX,
            DIS, POW)
```

Описания переменных приведены в заголовке программы, причем параметры, принимаемые из внешней программы пользователя:

KB - число входов модели

N1 - степень свободы, число мультипликативных моделей

M - максимально возможное число сомножителей мультипликативной модели

M1 - число экспериментальных точек

XB - в массиве должны быть помещены построчно значения входных переменных

Y - в массиве должны быть помещены соответствующие значения выходной переменной

POW - минимальная степень, в которую могут быть возведены входные переменные. Преобразование исходных переменных XB.

Программа может быть использована только в совокупности с программой ADIGU.

Обращение ко второй программе на фортране имеет вид:

```
CALL ADIGU (N,, MS, M1, KB, AL, AL1, AL2,
            NOX, NOZ, Z, Z2, Y, NX, X, A, B1,
            B2, ZB, KP, KP1, M2, M4, N1, Z1,
            XB, MULT, YZ, NM, 1, YMAX,
            DIS, MUL, MULR, M, IMX1,
            IMY)
```

Описания переменных приведены в заголовке программы. Параметры, принимаемые программой.

MS - число членов (максимальное) линейной модели на втором этапе

$N = 2N1 + 1.$

$M4 = 2MS$

$M2 = M1 - 2$

Причем, если строится модель в виде полинома KP = N KPI = N

в виде рациональной функции KP = 2N KPI = 2N

в полном виде KP = 2N KPI = 3N

IMX1 - в массив должны быть помещены имена входных переменных - холеритовские константы по пять символов в ячейку

IMY - имя выходной переменной - холеритовская константа из пяти символов. Программа может быть использована только в сочетании с программой MULGU . Программа распечатывает на АЦПУ значение корреляционного отношения ("теснота критериальной связи"), основанного на регулярном критерии несмещенности, значение критериев Φ_1, Φ_2, Φ, а также коэффициенты корреляции получаемой модели.

```
001 010          SUBROUTINE MULGU (KB,N1,M,M1,XB,NOX,NM,Z,Z1,
     ↑     MULT,MUL,
     020         *MULR,F1,F2,Y,YMAX,DIS,POW)
     030          DIMENSION MULT(N1,M),XB(KB,M1),NM(N1),MUL(M)
     ↑     ,MULR(M),Z1(M1),
     040         *Z(M1),Y(M1),
     050         *F1(N1),F2(N1)
     060          REAL NOX(N1)
     070          DATA DEL,YM/5H) / (.5H) * (/
     080          DO 610 I=1,KB
     090          DO 610 J=1,M1
     100      610 XB(I,J)=XB(I,J)**POW
     110          M2=M1/2
     120          M3=M2+1
     130          S1=0.
     140          YMAX=0.
     150          DO 580 J=1,M1
     160          S=ABS(Y(J))
     170          S1=S1+Y(J)
     180          IF(S.GT.YMAX) YMAX=S
     190      580 CONTINUE
     200          S1=S1/M1
     210          DO 585 J=1,M1
     220          NM(J)=J
     230          Z(J)=((Y(J)-S1)/YMAX)**2
     240      585 Y(J)=Y(J)/YMAX
002 010          IP1=M1-1
     020          DO 581 I=1,M1
     030          DO 582 J=1,IP1
     040          K=J+1
     050          IF(Z(K).GE.Z(J)) GOTO 582
     060          S=Z(J)
     070          Z(J)=Z(K)
     080          Z(K)=Z(J)
     090          L=NM(J)
     100          NM(J)=NM(K)
     110          NM(K)=L
     120      582 CONTINUE
     130      581 CONTINUE
     140          L=0
     150          DO 583 J=2,M1,2
     160          K=NM(J)
     170          K3=NM(J-1)
     180          L=L+1
     190          Z(L)=Y(K)
     200      583 Z(M2+L)=Y(K3)
     210          DO 586 J=1,M1
     220      586 Y(J)=Z(J)
     230          DO 589 I=1,KB
     240          L=0
003 010          DO 587 J=2,M1,2
     020          K=NM(J)
     030          K3=NM(J-1)
     040          L=L+1
     050          Z(L)=XB(I,K)
     060      587 Z(M2+L)=XB(I,K3)
     070          DO 588 J=1,M1
     080      588 XB(I,J)=Z(J)
     090      589 CONTINUE
     100          C1=0.
     110          C2=0.
     120          DO 81 J=1,M2
     130          C1=C1+Y(J)
     140          J1=J+M2
```

```
003 150            C2=C2+V(J1)
    160         81 CONTINUE
    170            C1=C1/M2
    180            C2=C2/M2
    190            DIS=0.
    200            DO 82 J=M3,M1
    210            J1=J-M2
    220            DIS=DIS+(C2-V(J1))**2+(C1-V(J))**2
    230         82 CONTINUE
    240            SV1=0.
004 010            SV2=0.
    020            DO 701 J=1,M2
    030            J1=J+M2
    040            SV1=SV1+V(J)
    050        701 SV2=SV2+V(J1)
    060            SV1=SV1/M2
    070            SV2=SV2/M2
    080            WRITE(3,5) (NM(J),J=1,M1)
    090          5 FORMAT(14H НОВЫЙ ПОРЯДОК/10(1X,3014/))
    100            DO 101=1,N1
    110            NM(I)=1
    120            DO 10 J=1,M
    130         10 MULT(I,J)=0
    140            NR=1
    150            SM=1./M2
    160            KB2=2*KB
    170            L=0
    180            RMR=1.0E12
    190            RMR1=1.0E12
    200            DO 20 I=1,KB2
    210            L=L+1
    220            IF(L.GT.N1) GOTO 30
    230            IP=1
    240            I1=I
005 010            IF(I.LE.KB) GOTO 21
    020            IP=KB-I
    030            I1=-IP
    040         21 CONTINUE
    050            MULT(L,I)=IP
    060            S=-1.0E12
    070            DO 40 J=1,M1
    080            E=XB(I1,J)
    090            IF(I.GT.KB) E=1./E
    100            Z(J)=E
    110            IF(E.GT.S) S=E
    120         40 CONTINUE
    130            S=1./S
    140            NOX(L)=S
    150            S1=0.
    160            S2=0.
    170            S3=0.
    180            S4=0.
    190            SX1=0.
    200            SX2=0.
    210            DO 300 J=1,M2
    220            S6=Z(J)*S
    230            SX1=SX1+S6
    240            S1=S1+S6*V(J)
006 010            S2=S2+S6*S6
    020            J1=J+M2
    030            S5=Z(J1)*S
    040            SX2=SX2+S5
    050            S3=S3+S5*V(J1)
    060        300 S4=S4+S5*S5
```

```
006 070           A1=S1/S2
    080          **S
    090           A2=S3/S4
    100          **S
    110           B1=0.
    120           B2=0.
    130           A11=A1
    140           A21=A2
    150           S1=(S1-SV1*SX1)*S
    160           S2=S2-SX1*SX1*SM
    170           E3=ABS(S2).
    180           IF(E3.LT.1.0E-18) GOTO 250
    190           IF(E3.GT.1.) GOTO 240
    200           E4=ABS(S1)
    210           IF(E4.GT.E3*1.0E12) GOTO 250
    220       240 A11=S1/S2
    230           B1=SV1-A11*SX1*SM
    240          */S
007 010           S3=(S3-SV2*SX2)*S
    020           S4=S4-SX2*SX2*SM
    030           E3=ABS(S4)
    040           IF(E3.LT.1.0E-18) GOTO 250
    050           IF(E3.GT.1.) GOTO 260
    060           E4=ABS(S3)
    070           IF(E4.GT.E3*1.0E12) GOTO 250
    080       260 A21=S3/S4
    090           B2=SV2-A21*SX2*SM
    100          */S
    110       250 E3=0.
    120           E4=0.
    130           E1=0.
    140           E2=0.
    150           DO 320 J=M3,M1
    160           S3=Z(J)
    170           S4=V(J)
    180           S=S4-A1*S3
    190           S3=S4-A11*S3-B1
    200           E3=E3+S3*S3
    210           E1=E1+S*S
    220           J1=J-M2
    230           S3=Z(J1)
    240           S4=V(J1)
008 010           S1=S4-A2*S3
    020           S3=S4-A21*S3-B2
    030           E4=E4+S3*S3
    040       320 E2=E2+S1*S1
    050           IF(E2.LT.E4) GOTO 301
    060           IF(E1.LT.E3) GOTO 301
    070           E1=E3
    080           E2=S4
    090       301 CONTINUE
    100           F1(L)=E1
    110           F2(L)=E2
    120           E1=E1+E2
    130           IF(RMR.GT.E1) RMR=E1
    140        20 CONTINUE
    150        41 CONTINUE
    160           DO 330 I=1,KB2
    170           L=L+1
    180           IF(L.GT.N1) GOTO 30
    190           MULT(L,1)=MULT(I,1)
    200           F1(L)=F1(I)
    210           F2(L)=F2(I)
    220           NOX(L)=NOX(I)
```

```
008 230        330 CONTINUE
    240             IF(L.LT.N1) GOTO 41
009 010          30 CONTINUE
    020     C СФОРМИРОВАНЫ ЗАТРАВКИ С ХАРАКТЕРИСТИКАМИ
    030             S=1.-RMR/DIS
    040             IF(S.LT.0.01) S=0.01
    050             RMR=SQRT(S)
    060           400 FORMAT(29H ТЕСНОТА КРИТЕРИАЛЬНОЙ СВЯЗИ ,F6.2
          *     ,5H РЯД ,I3)
    070             WRITE(3,400) RMR,NR
    080          2000 CONTINUE
    090             KPI1=0
    100             DO 100 K=1,N1
    110     C ЦИКЛ ПО ЗАТРАВКАМ
    120             FK1=F1(K)
    130             FK2=F2(K)
    140             SN=NOX(K)
    150             DO 60 J=1,M1
    160          60 Z1(J)=SN
    170             KPI=0
    180             NM1=NM(K)
    190             DO 52 I1=1,NM1
    200             MU=MULT(K,I1)
    210             IF(MU) 80,51,90
    220          80 MU=-MU
    230             DO 53 J=1,M1
    240          53 Z1(J)=Z1(J)/XB(MU,J)
010 010             GOTO 52
    020          90 CONTINUE
    030             DO 50 J=1,M1
    040          50 Z1(J)=Z1(J)*XB(MU,J)
    050          52 CONTINUE
    060          51 CONTINUE
    070     C СФОРМИРОВАНА К-Я МУЛЬТИПЛИКАЦИЯ
    080             RNK2=FK1+FK2
    090             DO 110 K1=1,KB2
    100             DO 54 I1=1,NM1
    110          54 MUL(I1)=MULT(K,I1)
    120             IF(K1-KB) 1,1,2
    130           2 K2=KB-K1
    140             K3=-K2
    150     C K2 НОМКР СО ЗНАКОМ, K3-ЕГО АБСОЛЮТНАЯ ВЕЛИЧИНА
    160             GOTO 3
    170           1 K2=K1
    180             K3=K2
    190           3 CONTINUE
    200             DO 70 J=1,NM1
    210             IF(MUL(J)+K2) 70,71,70
    220          70 CONTINUE
    230             GOTO 72
    240          71 I3=NM1-1
011 010             IF(I3.EQ.0) GOTO 110
    020     CPPPPPPC CONST НЕЧЕГО ВЛЮЧАТЬ
    030     C I2 (NM1) И I3 ЧИСЛО ЧЛЕНОВ ДО И ПОСЛЕ УМНОЖЕНИЯ
    040             DO 73 J1=J,NM1
    050             J2=J1+1
    060          73 MUL(J1)=MUL(J2)
    070             GOTO 120
    080          72 I2=NM1+1
    090             IF(I3.GT.M) GOTO 110
    100             DO 130 I1=1,NM1
    110             IF(MUL(I1).LT.K2) GOTO 132
    120         130 CONTINUE
    130             MUL(I3)=K2
```

```
011                GOTO 120
                132 CONTINUE
                    IZ=MUL(I1)
                    DO 140 J=I1,NM1
                    J1=J+1
                    IZM=MUL(J1)
                    MUL(J1)=IZ
                140 IZ=IZM
                    MUL(I1)=K2
                120 CONTINUE
              C СФОРМИРОВАН MUL(I3)
012                 DO 150 I=1,N1
                    IF(I3.NE.NM(I)) GOTO 150
                    IZ=0
                    DO 170 J=1,I3
                    IF(MUL(J).NE.MULT(I,J)) GOTO 150
                170 IZ=IZ+1
                    IF(IZ.EQ.I3) GOTO 110
                150 CONTINUE
              C СФОРМИРОВАН НОВЫЙ MUL(I3)
                    E=-1.0E12
                    IF(K2) 151,152,152
                151 DO 161 J=1,M1
                    S=Z1(J)/XB(K3,J)
                    IF(S.GT.E) E=S
                161 Z(J)=S
                    GOTO 162
                152 DO 160 J=1,M1
                    S=Z1(J)*XB(K2,J)
                    IF(S.GT.E) E=S
                160 Z(J)=S
                162 E=1./E
                    DO 175 J=1,M1
                175 Z(J)=Z(J)*E
                    SX1=0.
013                 S1=0.
                    S2=0.
                    DO 180 J=1,M2
                    S=Z(J)
                    SX1=SX1+S
                    S1=S1+S*V(J)
                180 S2=S2+S*S
                190 A1=S1/S2
                    A11=A1
                    B1=0.
                    S1=S1-SV1*SX1
                    S2=S2-SX1*SX1*SM
                    E1=ABS(S2)
                    IF(E1.GT.1.) GOTO 261
                    IF(E1.LT.1.0E-18) GOTO 270
                    E3=ABS(S1)
                    IF(E3.GT.E1*1.0E12) GOTO 270
                261 A11=S1/S2
                    B1=SV1-A11*SX1*SM
                270 CONTINUE
                    E3=0.
                    E1=0.
                    DO 210 J=M3,M1
                    S1=V(J)
014                 S2=Z(J)
                    S=S1-A1*S2
                    S2=S1-A11*S2-B1
                    E3=E3+S2*S2
                210 E1=S1+S*S
```

```
014 060            IF((E1.GT.EK1).AND.(E3.GT.FK1)) GOTO  110
    070            SX2=0.
    080            S1=0.
    090            S2=0.
    100            DO 181 J=M3,M1
    110            S=Z(J)
    120            SX2=SX2+S
    130            S1=S1+S*V(J)
    140        181 S2=S2+S*S
    150        191 A1=S1/S2
    160            A2=A1
    170            B2=0.
    180            S1=S1-SV2*SX2
    190            S2=S2-SX2*SX2*SM
    200            E2=ABS(S2)
    210
    220            IF(E2.LT.1.0E-10) GOTO 290
    230            E4=ABS(S1)
    240            IF(E4.GT.E2*1.0E12) GOTO 290
015 010        280 A2=S1/S2
    020            B2=SV2-A2*SX2*SM
    030        290 CONTINUE
    040            E2=0.
    050            DO 211 J=1,M2
    060            S1=V(J)
    070            S2=Z(J)
    080            S=S1-A1*S2
    090            S2=S1-A2*S2-B2
    100            E4=E4+S2*S2
    110        211 E2=E2+S*S
    120            IF(E1.LT.E3) GOTO 302
    130            IF(E2.LT.E4) GOTO 302
    140            E1=E3
    150            E2=E4
    160        302 CONTINUE
    170            IF(E1.GT.FK1) GOTO 110
    180            IF(E2.GT.FK2) GOTO 110
    190            RNK1=E1+E2
    200            IF(RNK1.GE.RNK2) GOTO 110
    210            RNK2=RNK1
    220            FR1=E1
    230            FR2=E2
    240            KPI=1
016 010            DO 220 J=1,I3
    020        220 MULR(J)=MUL(J)
    030            EN=E
    040            IR3=I3
    050        110 CONTINUE
    060            IF(KPI.EQ.0 ) GOTO 100
    070            F1(K)=FR1
    080            F2(K)=FR2
    090            KPI1=KPI1+1
    100            NM(K)=IR3
    110            NOX(K)=EN
    120            E=FR1+FR2
    130            IF(E.LT.RMR1) RMR1=E
    140            DO 230 J=1,IR3
    150        230 MULT(K,J)=MULR(J)
    160        100 CONTINUE
    170            S=1.-RMR1/DIS
    180            IF(S.LT.0.01) S=0.01
    190            S=SQRT(S)
    200            NR=NR+1
    210            WRITE(5,400) S,NR
```

```
016 220          IF(KPI1.EQ.0) GOTO 410
    230          WRITE(3,12) KPI1
    240       12 FORMAT(10H УЛУЧШЕНА ,14,15H МУЛЬТИПЛИКАЦИЯ)
017 010          RMR=S
    020          GOTO 2000
    030      410 CONTINUE
    040          RETURN
    050          END
```

МАССИВ ADIGU

```
001 010          SUBROUTINE MGUA (N,M,M1,KB,AL,AL1,AL2,
    020         *NOX,NOZ,Z,Z2,V,NX,X,A,BB,B1,B2
    030         *,ZB,KP,KP1,M2,M4,N1,Z1,XB,MULT,VZ,NMZ,MGUA,
    040         *VMAX,FCON,MUL,MULR,MM,IMX1,IMV)
    050      C  FCON ДИСПЕРСИЯ DIS
    060         DIMENSION AL(M4),AL1(M4),AL2(M4),NX(M1),Z(M1
       +     ),V(M1),
    070         *ZZ(M1),X(M,M1),A(M,M),BB(M4),B1(M4),B2(M4),Z
       +     B(M,M1)
    080         *,XB(KB,M1),Z1(M1),VZ(M1),MULT(N1,MM),NMZ(N1)
       +
    090         *MUL(MM),MULR(MM),IMX1(KB)
    100          REAL NOX(KP1),NOZ(M4)
    110          INTEGER CONST
    120          DATA DPR,DV,DV2,CONST/5H    ( ,5H    (V,5H (V
       +     2,5HOONST/
    130          DATA IDEL,IVM /5H) -/ 1,5H) * (/
    140          DATA SKOB /5H)     /
    150          M3=M2+1
    160          MP1=M+1
    170          S1=0.
    180          DO 80 J=1,M1
    190       80 S1=S1+V(J)
    200          S1=S1/M1
    210          SV=0.
    220          DO 81 J=1,N1
    230       81 SV=SV+(V(J)-S1)**2
    240          XNF=8.E12
002 010          XF1=XNF
    020          XF2=XNF
    030       2000 CONTINUE
    040          DO 32 J=1,M1
    050          VZ(J)=V(J)
    060       32 Z(J)=V(J)*VMAX
    070          WRITE(3,3) Z
    080        3 FORMAT(12H МОДЕЛЬ ДЛЯ /10(1X,15F8.0/))
    090      C НАЧАЛО ПОВЫШЕНИЯ СЛОЖНОСТИ
    100          KPKP1=KP1-KP
    110          IF(KPKP1.EQ.0) KPKP1=1
    120          KPZ=KP1
    130          DO 1001 KP1=KP,KPZ,KPKP1
    140          NF=0
    150          NPM=1.
    160          SN2=1.0E12
    170          DO 140 I=1,KP1
    180          NF=NF+1
    190          IF(NF.LE.N1) GOTO 70
    200          NF=0
    210          NPM=-NPM
    220          DO 2012 J=1,M1
    230       2012 Z1(J)=1.
    240          GOTO 100
003 010       70 E=1./NOX(NF)
    020          DO 10 J=1,M1
    030       10 Z1(J)=E
    040          NM1=NMZ(NF)
    050          DO 20 II=1,NM1
    060          MU=MULT(NF,II)
    070          IF(MU) 30,50,40
    080       30 MU=-MU
    090          DO 60 J=1,M1
    100       60 Z1(J)=Z1(J)/XB(MU,J)
    110          GOTO 20
    120       40 DO 63 J=1,M1
```

```
003 130        63 Z1(J)=Z1(J)*XB(MU,J)
    140        20 CONTINUE
    150        50 CONTINUE
    160     C СФОРМИРОВАНА NF МУЛЬТИПЛИКАЦИЯ
    170           IF(NPM.GT.0) GOTO 100
    180           DO 2011 J=1,M1
    190      2011 Z1(J)=1./Z1(J)
    200       100 CONTINUE
    210           DO 110 J=1,M1
    220       110 Z2(J)=Z1(J)
    230           IF(I.LE.N) GOTO 90
    240           DO 95 J=1,M1
004 010        95 Z2(J)=Z2(J)*V(J)
    020           IF(I.LE.KP) GOTO 90
    030           DO 115 J=1,M1
    040       115 Z2(J)=Z2(J)*V(J)
    050        90 CONTINUE
    060           E=0.
    070           DO 116J=1,M1
    080           S=ABS(Z2(J))
    090           IF(S.GT.E) E=S
    100       116 CONTINUE
    110           NOX(I)=NOX(I)*E
    120           IF(NOX(I).LE.0.)GOTO 140
    130           IF(I.GT.N) GOTO 140
    140           S=0.
    150           S1=0.
    160           SQ=E
    170           DO 131 J=1,M1
    180       131 Z2(J)=Z1(J)/SQ
    190           DO 130 J=1,M2
    200           E=Z2(J)
    210           S=S+E*V(J)
    220           S1=S1+E*E
    230       130 CONTINUE
    240           X1=S/S1
005 010           E1=0.0
    020           DO 120 J=M3,M1
    030           E2=X1*Z2(J)-V(J)
    040           E1=E1+E2*E2
    050       120 CONTINUE
    060           S=0.
    070           S2=0.
    080           DO 1130 J=M3,M1
    090           E=Z2(J)
    100           S=S+E*V(J)
    110           S2=S2+E*E
    120      1130 CONTINUE
    130           X2=S/S2
    140           F2=0.
    150           DO 1120 J=1,M2
    160           E2=X2*Z2(J)-V(J)
    170           F2=F2+E2*E2
    180      1120 CONTINUE
    190           F=E1+F2
    200           IF(F.GE.SN2) GOTO 140
    210           NX2=NPM
    220           NS=NF
    230           K=I
    240           SN=E1
006 010           SN1=F2
    020           SN2=F
    030           NOZ(1)=S1
    040           NOZ(MP1)=S2
```

```
006          AL1(1)=X1
             AL1(MP1)=X2
             DO 160 J=1,M1
             ZO(1,J)=Z2(J)
             X(1,J)=Z2(J)
         160 CONTINUE
         140 CONTINUE
             KPER=K
       C 10 K-ПЕРВАЯ ПЕРЕМЕНАЯ
             FNP=SN
             FNO=SN1
             NX(1)=K
             NX(MP1)=K
             B1(1)=AL1(1)
             B1(MP1)=AL1(MP1)
             S=SN2
             WRITE(3,8) SN,SN1
           8 FORMAT(25H  КРИТЕРИЙ РЕГУЛЯРНОСТИ= ,E15.7)
             DD=DPR
             IF(NS.EQ.0) GOTO 2020
007          NM1=NMZ(NS)
             DO 2030 J=1,NM1
             MU=NX2*MULT(NS,J)
             IF(MU) 2031,2032,2032
        2031 MULR(J)=IDEL
             MU=-MU
             GOTO 2030
        2032 MULR(J)=IYM
        2030 MUL(J)=IMX1(MU)
             GOTO 2040
        2020 NM1=1
             MUL(1)=CONST
             MULR(1)=IYM
        2040 CONTINUE
             WRITE(3,9) S,K,DD,(MULR(J),MUL(J),J=1,NM1)
            *,SKOB
           9 FORMAT(36H  РЕГУЛЯРНЫЙ КРИТЕРИЙ НЕСМЕЩЕННОСТ
       И=,E15.7,
            *18H НОМЕР ПЕРЕМЕННОЙ ,I7/10(2X,21A5/))
             E=1.-S/FCCN
             IF(E.LT.0.) E=0.01
             E=SQRT(E)
             RNK=E
             R1=SN
             R2=SN1
             WRITE(3,402)E
008          S1=NOX(K)
             E=AL1(1)/S1
             WRITE(3,600) E
             E=AL1(MP1)/S1
             WRITE(3,600) E
         600 FORMAT(13H КОЭФФИЦИЕНТЫ/10(1X,8E15.7/))
             XN=S
             XNF1=SN
             XNF2=SN1
       C 15 НАЧАЛО ВВОДА ПЕРЕМЕНЫХ
             DO 400 K=2,M
             KM1=K-1
       C 16 НАЧАЛО ВЫБОРА ПЕРЕМЕНОЙ
             K12=K+M
             K11=K12-1
             SN2=8.E12
             DO 300 K1=1,KP1
             NF=NF+1
```

```
008 200           IF(NF.LE.N1) GOTO 71
    210           NF=0
    220           NPM=-NPM
    230           DO 2112 J=1,M1
    240      2112 Z1(J)=1.
009 010           GOTO 101
    020        71 E=1./NOX(NF)
    030           DO 12J=1,M1
    040        12 Z1(J)=E
    050           NM1=NMZ(NF)
    060           DO 21 I1=1,NM1
    070           MU=MULT(NF,I1)
    080           IF(MU) 31,51,41
    090        31 MU=-MU
    100           DO 61 J=1,M1
    110        61 Z1(J)=Z1(J)/XB(MU,J)
    120           GOTO 21
    130        41 DO 62 J=1,M1
    140        62 Z1(J)=Z1(J)*XB(MU,J)
    150        21 CONTINUE
    160        51 CONTINUE
    170           IF(NPM.GT.0) GOTO 101
    180           DO 2111 J=1,M1
    190      2111 Z1(J)=1./Z1(J)
    200       101 CONTINUE
    210           DO 200 I=1,KM1
    220           IF(NX(I).EQ.K1) GOTO 300
    230       200 CONTINUE
    240           S10=NOX(K1)
010 010           IF(S10.LE.0.)GOTO 300
    020           DO 308 J=1,M1
    030       308 Z2(J)=Z1(J)/S10
    040           DD=DPR
    050           C1=1.
    060           C2=0.
    070           C3=0.
    080           IF(K1.LE.N) GOTO 306
    090           DO 307 J=1,M1
    100       307 Z2(J)=Z2(J)*Y(J)
    110           DD=DY
    120           C1=0.
    130           C2=1.
    140           C3=0.
    150           IF(K1.LE.KP) GOTO 306
    160           DO 311 J=1,M1
    170       311 Z2(J)=Z2(J)*Y(J)
    180           DD=DY2
    190           C1=0.
    200           C2=0.
    210           C3=1.
    220       306 CONTINUE.
    230           DO 210 I=1,KM1
    240           S=0.
011 010           DO 220  J=1,M2
    020           S=S+Z2(J)*ZB(I,J)
    030       220 CONTINUE
    040           AL(I)=S/NOZ(I)
    050           S=0.
    060           IP1=I+M
    070           DO 1220 J=M3,M1
    080      1220 S=S+Z2(J)*ZB(I,J)
    090           AL(IP1)=S/NOZ(IP1)
    100     C 17 РАСЧЕТ ALFA
    110       210 CONTINUE
```

```
016 200            JM=I+M
    210            SQ=X(I,J)*B2(JM)
    220            IF(NM.LE.N) GOTO 1265
    230            IF(NM.GT.KP) GOTO 1266
    240            E=E+SQ
017 010            GOTO 1260
    020       1266 CONTINUE
    030            D=D+SQ
    040            GOTO 1260
    050       1265 S=S+SQ
    060       1260 CONTINUE
    070            E2=ABS(E)
    080            SQ=ABS(S)
    090            IF(D.EQ.0.) GOTO 1271
    100            E1=ABS(D)
    110            IF(E1.GT.1.) GOTO 1268
    120            IF(E2.GT.E1*1.E8) GOTO 300
    130            IF(SQ.GT.E1*1.E17) GOTO 300
    140            GOTO 1268
    150       1271 CONTINUE
    160            IF(E2.GT.1.1) GOTO 1272
    170            IF(SQ.GE.E2*1.E4) GOTO 300
    180       1272 E1=V(J)+S/E
    190            E1=E1*E1
    200            GOTO 1270
    210       1268 BK=-E/(2.*D)
    220            D=BK*BK-S/D
    230            IF(D.LT.0.) GOTO 300
    240            SQ=SQRT(D)
018 010            E1=V(J)
    020            X1=BK-SQ
    030            X2=BK+SQ
    040            SQ=VZ(J)
    050            X11=X1-SQ
    060            X21=X2-SQ
    070            X11=X11*X11
    080            X21=X21*X21
    090            X1=X1-E1
    100            X2=X2-E1
    110            E1=X1*X1
    120            X1=X2*X2
    130            IF(X21.LT.X11) E1=X1
    140       1270 F2=F2+E1
    150            IF(F2.GT.FNO) GOTO 300
    160            F=S1+F2
    170            IF(F.GE.SN2) GOTO 300
    180            NOZ(K12)=XNP1
    190            VN1=AL1(K12)
    200            NOZ(K)=XNP
    210            VN=AL1(K)
    220            DO 290 I=1,KM1
    230            BB(I)=B2(I)
    240            AL2(I)=AL(I)
019 010            IP1=I+M
    020            BB(IP1)=B2(IP1)
    030            AL2(IP1)=AL(IP1)
    040       290  CONTINUE
    050            SQ=NOX(K1)
    060            DO 310 J=1,M1
    070            ZB(K,J)=Z(J)
    080            X(K,J)=Z1(J)/SQ
    090       C 21 ЗАНЕСЕНИЕ Z В БУФЕР
    100       310  CONTINUE
    110            DD1=DD
```

```
019 120           NX2=NPM
    130           NS=NF
    140           SN=S1
    150           K2=K1
    160           SN1=F2
    170           SN2=F
    180     300 CONTINUE
    190   C 22 КОНЕЦ ВЫБОРА
    200           S1=SN2
    210           NX(K)=K2
    220           NX(K12)=K2
    230           K2=K
    240           IF(SN2.GT.8.E10) GOTO 410
020 010           WRITE(3,8) SN,SN1
    020           IF(NS.EQ.0) GOTO 2120
    030           NM1=NMZ(NS)
    040           DO 2130 J=1,NM1
    050           MU=NX2*MULT(NS,J)
    060           IF(MU) 2131,2132,2132
    070    2131   MULR(J)=IDEL
    080           MU=-MU
    090           GOTO 2130
    100    2132   MULR(J)=IVM
    110    2130   MUL(J)=IMX1(MU)
    120           GOTO 2140
    130    2120   NM1=1
    140           MUL(1)=CONST
    150           MULR(1)=IVM
    160    2140   CONTINUE
    170           WRITE(3,9) S1,NX(K),DD1,(MULR(J),MUL(J),J=1,
     +    NM1)
    180          *,SKOB
    190           S=1.-S1/FCON
    200           IF(S.LT.0.) S=0.01
    210           S=SQRT(S)
    220           WRITE(3,402) S
    230     402   FORMAT(10X,28НТЕСНОТА КРИТЕРИАЛЬНОЙ СВЯЗИ=,F
     +    7.3)
    240           AL1(K)=VN
021 010           B1(K)=VN
    020           AL1(K12)=VN1
    030           B1(K12)=VN1
    040           XNP=S1
    050           FNP=SN
    060           FNO=SN1
    070           IF(XNP.LT.0.995*XN) RNK=S
    080           IF(XNP.GT.0.995*XN) GOTO 410
    090           XN=XNP
    100           XNF1=SN
    110           XNF2=SN1
    120           R1=SN
    130           R2=SN1
    140           DO 401 I=1,KM1
    150           A(K,I)=AL2(I)
    160           B1(I)=BB(I)
    170           L=I+M
    180           B1(L)=BB(L)
    190           A(I,K)=AL2(L)
    200           J=NX(I)
    210           S1=NOX(J)
    220           AL(I)=BB(I)/S1
    230           AL(L)=BB(L)/S1
    240     401   CONTINUE
022 010           I=NX(K)
```

```
022 020          S1=NOX(I)
    030          AL(K)=B1(K)/S1
    040          AL(K12)=B1(K12)/S1
    050          WRITE(3,600) (AL(I),I=1,K)
    060          L=M+1
    070          WRITE(3,600) (AL(I),I=L,K12)
    080      400 CONTINUE
    090    C 25 КОНЕЦ ВВОДА
    100          K2=K2+1
    110      410 CONTINUE
    120          K2=K2-1
    130          DO 610 I=1,K2
    140          NM=NX(I)
    150          DO 610 J=1,M1
    160      610 X(I,J)=X(I,J)*NOX(NM)
    170          SSS=8.E12
    180          DO 1000 IK=1,2
    190          IJ=IK-1
    200          K1=K2
    210          DO 500 K=1,K2
    220          NM=NX(K)
    230      500 AL(K)=B1(K+1J*M)/NOX(NM)
    240          WRITE(3,580) YMAX
023 010          WRITE(3,570)(AL(I),NX(I),I=1,K1)
    020      570 FORMAT(1X,5(E15.7,3H*X(,I4,1H)))
    030      580 FORMAT(22H УРАВНЕНИЕ СВЯЗИ   У/(,E15.7,2H)=)
    040          E2=0.
    050          S1=0.
    060          DO 700 J=1,M1
    070          D=0.
    080          S=0.
    090          E=0.
    100          DO 710 I=1,K1
    110          NM=NX(I)
    120          SQ=AL(I)*X(I,J)
    130          IF(NM.LE.N) GOTO 705
    140          IF(NM.GT.KP) GOTO 706
    150          E=E+SQ
    160          GOTO 710
    170      706 CONTINUE
    180          D=D+SQ
    190          GOTO 710
    200      705 S=S+SQ
    210      710 CONTINUE
    220          IF(D.NE.0.) GOTO 708
    230          E1=Y(J)-S/(1.-E)
    240          ZB(IK,J)=S/(1.-E)
024 010          Z(J)=S/(1.-E)*YMAX
    020          Z1(J)=0.0
    030          E1=E1*E1
    040          GOTO 700
    050      708 BK=(1.-E)/(2.*D)
    060          D=BK*BK-S/D
    070          IF(D.LT.0.) D=0.
    080          SQ=SQRT(D)
    090          E1=Y(J)
    100          X1=BK-SQ
    110          S=X1*YMAX
    120          X2=BK+SQ
    130          E=X2*YMAX
    140          Z(J)=S
    150          Z1(J)=E
    160          SQ=YZ(J)
    170          X11=X1-SQ
```

```
024 180            X21=X2-SQ
    190            X11=X11*X11
    200            X21=X21*X21
    210            ZB(IK,J)=X1
    220            S10=X2
    230            X1=X1-E1
    240            X2=X2-E1
025 010            E1=X1*X1
    020            X1=X2*X2
    030            IF(X21.GT.X11) GOTO 701
    040            ZB(IK,J)=S10
    050            E1=X1
    060        701 CONTINUE
    070            IF(J.LE.M2) S1=S1+E1
    080        700 E2=E2+E1
    090            X1=S1.
    100            X1=M1-1
    110            X1=E2/X1
    120            X1=SQRT(X1)*УМАХ
    130            WRITE(3,811)X1
    140        811 FORMAT(16H СРЕДНЯЯ ОШИБКА=,E15.7)
    150            WRITE(3,3) Z
    160            IF(SSS.LE.E2) GOTO 702
    170            SSS=E2
    180            DO 703 J=1,M1
    190        703 Z2(J)=ZB(IK,J)
    200        702 CONTINUE
    210            WRITE(3,3) Z1
    220        812 FORMAT(24H КОЭФФИЦИЕНТ КОРРЕЛЯЦИИ=,E15.7)
    230            S=1.-E2/SУ
    240            IF(S.LT.0.001) S=0.001
 26 010            X1=SQRT(S)
    020            WRITE(3,812)X1
    030       1000 CONTINUE
    040            DO 704 J=1,M1
    050            УZ(J)=Z2(J)
    060        704 Z2(J)=Z2(J)*УМАХ
    070            WRITE(3,3) Z2
    080       1001 CONTINUE
    090       1002 CONTINUE
    100            KP1=KPZ
    110            IF(MGUA.EQ.1) GOTO 1004
    120            IF((XNF1.GT.XF1).OR.
    130           *(XNF2.GT.XF2)) GOTO 1004
    140            IF(XN.GE.0.995*XNF) GOTO 1004
    150            XNF=XN
    160            XF1=XNF1
    170            XF2=XNF2
    180            DO 1005 J=1,M1
    190            S=Z2(J)
    200            IF(S.LT.0.5) S=0.5
    210            XB(1,J)=S
    220       1005 CONTINUE
    230            GOTO 2000
    240       1004 CONTINUE
027 010            DO 815 J=1,M1
    020        815 У(J)=У(J)*УМАХ
    030            Z1(1)=RNK
    040            Z1(2)=R1
    050            Z1(3)=R2
    060            RETURN
    070            END
```

```
011 120           S=0.
    130           E=0.
    140           DO 240 J=1,M2
    150           S1=0.
    160           DO 230 I=1,KM1
    170           S1=S1+AL(I)*ZB(I,J)
    180       230 CONTINUE
    190           S1=Z2(J)-S1
    200           Z(J)=S1
    210           S=S+S1*S1
    220           E=E+S1*Y(J)
    230     C 18 РАССЧЕТ Z И КОЭФ.ALFA1
    240       240 CONTINUE
012 010           IF(S.GT.1.) GOTO 241
    020           E2=ABS(E)
    030           IF(E2.LT.1.E17*S) GOTO 241
    040           GOTO 300
    050       241 CONTINUE
    060           E2=E/S
    070           AL1(K)=E2
    080           B2(K)=E2
    090           E3=E2/S10
    100           XNP=S
    110           NX(K)=K1
    120           DO 250 I=1,KM1
    130           S=-AL(I)
    140           IP1=I+1
    150           IF(IP1.GT.KM1) GOTO 285
    160           DO 280 J=IP1,KM1
    170       280 S=S-AL(J)*A(J,I)
    180       285 CONTINUE
    190           AL(I)=S
    200       250 B2(I)=B1(I)+S*E2
    210           S1=0.
    220           DO 270 J=M3,M1
    230           SS=Z1(J)*E3
    240           S=SS+C1
013 010           E=SS+C2-1.
    020           D=SS+C3
    030           DO 260 I=1,KM1
    040           NM=NX(I)
    050           SQ=X(I,J)*B2(I)
    060           IF(NM.LE.N) GOTO 265
    070           IF(NM.GT.KP) GOTO 266
    080           E=E+SQ
    090           GOTO 260
    100     C S=СВОБОДНЫЙ ЧЛЕН
    110     C (E-1.)=КОЭФФИЦИЕНТ ПРИ У
    120     C D=КОЭФФИЦИЕНТ ПРИ У12
    130       266 CONTINUE
    140           D=D+SQ
    150           GOTO 260
    160       265 S=S+SQ
    170       260 CONTINUE
    180           E2=ABS(E)
    190           SQ=ABS(S)
    200           IF(D.EQ.0.) GOTO 271
    210           E1=ABS(D)
    220           IF(E1.GT.1.) GOTO 268
    230           IF(E2.GT.E1*1.E8) GOTO 300
    240           IF(SQ.GT.E1*1.E17) GOTO 300
014 010           GOTO 268
    020       271 CONTINUE
    030           IF(E2.GT.1.1)GOTO 272
```

```
014 040            IF(SQ.GE.E2*1.E4) GOTO 300
    050        272 E1=V(J)+S/E
    060            E1=E1*E1
    070            GOTO 270
    080        268 BK=-E/(2.*D)
    090            D=BK*BK-S/D
    100            IF(D.LT.0.) GOTO 300
    110            SQ=SQRT(D)
    120            E1=V(J)
    130            X1=BK-SQ
    140            X2=BK+SQ
    150            SQ=VZ(J)
    160            X11=X1-SQ
    170            X21=X2-SQ
    180            X11=X11*X11
    190            X21=X21*X21
    200            X1=X1-E1
    210            X2=X2-E1
    220            E1=X1*X1
    230            X1=X2*X2
    240            IF(X21.LT.X11) E1=X1
015 010        270 S1=S1+E1
    020            IF(S1.GT.FNP) GOTO 300
    030            S=0.
    040            E=0.
    050            DO 1240 J=M3,M1
    060            S2=0.
    070            DO 1230 I=1,KM1
    080            IP1=I+M
    090       1230 S2=S2+AL(IP1)*B(I,J)
    100            S2=Z2(J)-S2
    110            Z(J)=S2
    120            S=S+S2*S2
    130       1240 E=E+S2*V(J)
    140            IF(S.GT.1.) GOTO 1241
    150            E2=ABS(E)
    160            IF(E2.LT.1.E17*S) GOTO 1241
    170            GOTO 300
    180       1241 CONTINUE
    190            E2=E/S
    200            IF(E2*B2(K).LT.0.) GOTO 300
    210            AL1(K12)=E2
    220            B2(K12)=E2
    230            E3=E2/S10
    240            XNP1=S
016 010            DO 1290 I=1,KM1
    020            L=I+M
    030            S=-AL(L)
    040            IP1=I+1
    050            IF(IP1.GT.KM1)GOTO 1285
    060            DO 1280 J=IP1,KM1
    070            JM=J+M
    080       1280 S=S-AL(JM)*A(I,J)
    090       1285 CONTINUE
    100            AL(L)=S
    110       1290 B2(L)=B1(L)+S*E2
    120            F2=0.
    130            DO 1270 J=1,M2
    140            SS=Z1(J)*E3
    150            S=SS*C1
    160            E=SS*C2-1.
    170            D=SS*C3
    180            DO 1260 I=1,KM1
    190            NM=NX(I)
```

С О Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	3
I. К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НОВЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	6
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СТЕПЕНИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГТМ	9
3. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ	I5
3.I. Диагностирование эффективности на основе анализа взаимодействия скважин	I5
3.2. Диагностирование на основе анализа обводненности скважин	I8
3.3. Диагностирование эффективности полимерного заводнения в НГДУ "Южарланнефть" и "Альметьевскнефть"	24
4. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПЕНОЙ	30
5. ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ (ВГ)	33
5.I. Диагностирование на основе анализа интерференции скважин	33
5.2. Диагностирование на основе анализа изменения газового фактора на добывающих скважинах	42
6. ПРИЛОЖЕНИЕ	46
6.I. К выбору диагностирующих признаков при анализе взаимодействия скважин	46
6.2. Обоснование методики выбора корреляционного отношения	53
6.3. Расчет дисперсионной меры идентичности	58
6.4. Диагностирование наличия гидродинамической связи (апробация методики)	65
6.5. Описание программ	69

ОНТИ ВНИИ - 1978
Зак. 471 Н-42735 Тир. 200

gost.e-ecolog.ru