

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИнефть, Гипростокнефть, Совзетермнефть,
АзНИПнефть, Азминефтехим

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

ГД 39 - 1 - 97 - 78

Москва 1978 г.

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИнефть, Гипровостокнефть, Совзетрнефть,
АзНИПИнефть, Азинефтехим

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель министра
нефтяной промышленности

Халимов Э.М.

ХАЛИМОВ Э.М.

« 11 » *сентября* 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 целенаправленно 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", "Сокэтермнефть", Азнипнефти, 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., Калцанов Б.С., Крикунов Н.В., Богопольский А.О., Крулиник А.А., Меркулов В.П., Горбатова А.Н.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

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

РД-39-1-97-78

Впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности№ 547 от 2.II - 78г.Срок введения с 1.12.1978Срок действия до 31.12.1982**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 неrepresentatивности 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 в виду 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 удаленных 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", "Сократнефть" - "Азнефть".

Методическое руководство расширяет возможности влияния на 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.

І. 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 10-15%. Однако при проведении промысловых экспериментов возникает вопрос 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 удастся 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

$$t = \frac{|M_x - M_y| \sqrt{\Pi_x + \Pi_y - 2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_x} (M_x - X_i)^2 + \sum_{i=1}^{n_y} (M_y - Y_i)^2} \left(\frac{1}{\Pi_x} + \frac{1}{\Pi_y} \right)}, \quad (1.1)$$

где M_x, M_y - математические ожидания КНИ соответственно по I и 2 выборкам, X, Y - 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 сомнения в том, что различия между ними закономерны.

Таким образом, при статистическом анализе промышленных 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 выборок.

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	10	16	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 100 и соответственно для меньших объемов выборок, причем даже для весьма невысокого значения доверительной вероятности (0.68) необходимо как минимум 30 промышленных 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 γ_{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 $\gamma_{ij, m} (m \neq i, j)$, позволяющий исключить влияние остальных элементов системы. Множественный коэффициент корреляции $\gamma_{i, m(m \neq i)}$ 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 частных и множественных коэффициентов 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 скважины после проведения гидроразрыва пласта.

На рис. 2.1 показано расположение куста скважин НГДУ "Сызаньнефть".

В таблице 2.1 приведены промысловые данные по текущим замерам дебитов соответствующих скважин до и после гидроразрыва пласта, проведенного в скважине № 1234, просчитаны коэффициенты корреляции: парные, множественные и частные.

I. Парные коэффициенты корреляции до и после гидроразрыва пласта

а) до ГРП

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

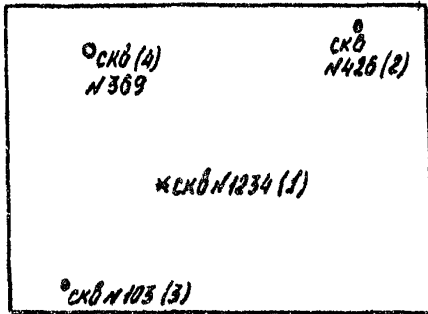


Рис. 2.1

Расположение скважин
НГДУ "Сизаньнефть".

б) после ГРП

$$\zeta_{I1} = 1,000 \quad \zeta_{I2} = -0,201 \quad \zeta_{I3} = -0,177 \quad \zeta_{I4} = -0,115$$

$$\zeta_{22} = 1,000 \quad \zeta_{23} = 0,091 \quad \zeta_{24} = 0,029$$

$$\zeta_{33} = 1,000 \quad \zeta_{34} = -0,154$$

$$\zeta_{44} = 1,000$$

2. Множественный коэффициент корреляции

а) до ГРП

$$\zeta_{I.234} = \sqrt{\left(1 - \frac{R_{11}^{(4)}}{R_{11}^{(4)}}\right)} = \sqrt{1 - \frac{0,918}{0,922}} = 0,067 \quad (2.1)$$

б) после ГРП

$$\zeta_{I.234} = \sqrt{\left(1 - \frac{R_{11}^{(4)}}{R_{11}^{(4)}}\right)} = \sqrt{1 - \frac{0,885}{0,966}} = 0,290$$

3. Частные коэффициенты корреляции

а) до ГРП

$$\zeta_{I2,34} = \frac{R_{12}^{(4)}}{[R_{11}^{(4)} \cdot R_{22}^{(4)}]^{1/2}} = \frac{(+0,046)}{0,922 \cdot 0,995} = -0,048; \quad (2.2)$$

$$\zeta_{I3,24} = \frac{R_{13}^{(4)}}{[R_{11}^{(4)} \cdot R_{33}^{(4)}]^{1/2}} = \frac{(-0,001)}{0,922 \cdot 0,985} = +0,001;$$

$$\zeta_{I4,23} = \frac{R_{14}^{(4)}}{[R_{11}^{(4)} \cdot R_{44}^{(4)}]^{1/2}} = \frac{-(-0,047)}{0,922 \cdot 0,935} = +0,051;$$

б) после ГРП

$$\zeta_{I2,34} = \frac{-(-0,174)}{0,966 \cdot 0,925} = -0,184;$$

$$\zeta_{I3,24} = \frac{+(+0,176)}{0,966 \cdot 0,947} = -0,184;$$

$$\gamma_{14.23} = - \frac{-(-0,133)}{0,966 \cdot 0,927} = -0,141$$

Таким образом, анализ множественного и частных коэффициентов корреляции в данном случае позволяет сделать вывод об увеличении гидродинамической связи между скважинами № 1234 и окружающими ее (№ 426, № 103, № 369) после проведения геолого-технического мероприятия (ГТМ).

3. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

3.1. 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 $q_{\sigma} = F(q_1, \dots, q_n)$

дебита жидкости выбранной скважины от ... итов 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 Орляном 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
IO2	R = 0.26		R = 0.1
III2	R = 0.67		R = 0.53
III5	R = 0.67		R = 0.54
III6	R = 0.74		R = 0.63
III0	R = 0.54		R = 0.25

Изменение тесноты парных связей указано на рис. 3.1

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

Для скважин второго ряда получены следующие результаты:

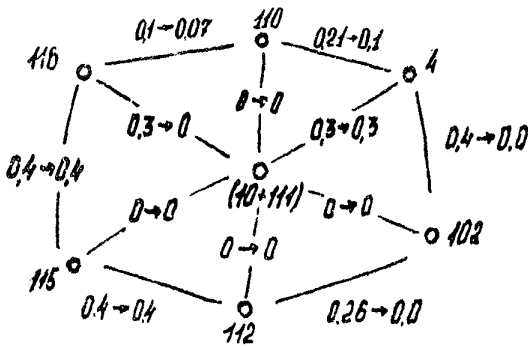


Рис.3.1

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

Скважина № 33 до закачки ПАА	$R = 0.88$ после	$R = 0.28$
101	$R = 0.83$	$R = 0.57$
55	$R = 0.87$	$R = 0.74$
114	$R = 0.49$	$R = 0.71$
52	$R = 0.38$	$R = 0.15$
103	$R = 0.13$	$R = 0.5$
26	$R = 0.32$	$R = 0.74$
104	$R = 0.39$	$R = 0.78$
125	$R = 0.47$	$R = 0.62$
121	$R = 0.54$	$R = 0.64$

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 продолах 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

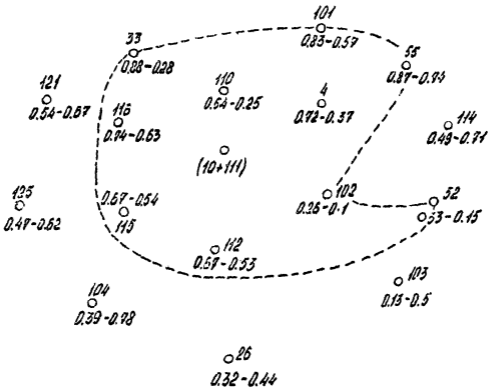


Рис. 3.2
Схема расположения скизидов

--- гипотетическое положение внешней границы влияния полимерного заводнения.

через высокопроницаемые пропластки в неоднородных по мощности и простираюию пластах, выравниваю давлений и обводненностей в низко- и высокопроницаемых пропластках (вследствие избирательного загущения 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, реакции 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_1, P_2) увеличение темпа отбора жидкости (уменьшении забойного давления ($P_3 < P_1$)) может произойти "подключение" пропластка с давлением P_1 и измениться направление движения потока .

До подключения пропластка с давлением P_1 направление потока было - от пропластка с давлением P_2 через перфорационные отверстия и колонну труб к пропластку с давлением P_1 . При подключении оба пропластка питают скважину. Изменение направления потока в пласте вследствие 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. Условная фильтрация, тем "хуже", чем выше теснота связи между темпом и обводненностью, (чем более преобладают 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 зачеканки 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
104	0.57	0.05
33	0.69	0.31
116	0.73	0.48
115	0.82	0.48
26	0.48	0.24
103	0.18	0.18

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 вследствие 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, 104), 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 "Жарланнефть" и "Альметьевскнефть".

Степень 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:
$R_{1.23456} = 0,8524$	$R_{1.23456} = 0,9247$
$R_{2.13456} = 0,6482$	$R_{2.13456} = 0,9388$
$R_{3.12456} = 0,5396$	$R_{3.12456} = 0,7405$
$R_{4.12356} = 0,0191$	$R_{4.12356} = 0,9192$
$R_{5.12346} = 0,7597$	$R_{5.12346} = 0,9075$
$R_{6.12345} = 0,8952$	$R_{6.12345} = 0,7712$

Далее принята следующая нумерация скважин:

- № 3777 - 1
- № 3750 - 2
- № 3771 - 3
- № 3786 - 4
- № 3787 - 5
- № 5160 - 5

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

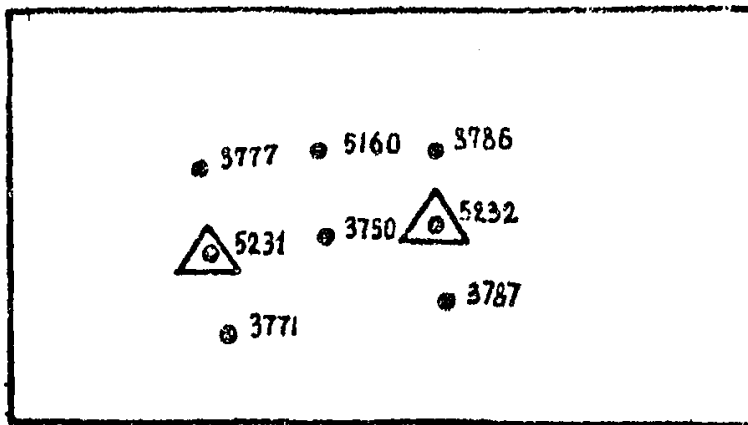


рис. 3.3

Анализировались изменения в картине взаимодействия скважин №№5847, 8170, 5849 Берёзовской площади горизонта Д₀. Расположение скважин по состоянию на II. 78 приведено на рис. 3.4. В скважину № 5848 с 25 по 28 ноября 1975г. закачано 100 м³ 0,1% раствора ПАА. Скважины №№8170, 5847, 5849 - эксплуатационные.

Помесячным данным (VII 1974 - VI 1975 до воздействия и VII. - XII 76, VII - XII 1977 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 8170 - 0,61 и 0,2

5849 - 0,46 и 0,25

5847 - 0,5 и 0,5

на два периода соответственно.

Уменьшение К.С. для скважин №№8170 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 Мишбаевской площади (нагнетательная скважина № 15779) оценивалось изменение во времени К.О. зависимостей между дебитами скважин №№ 15784, 3110, 15780, 15779, 3112 (расположение скважин на I.1974 указано на Рис. 3.5).

Во второй половине 1973 г. в скважину № 15779 было закачано 38000 м³ 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 1974 и 1975. Для нагнетательной скважины № 15779 рассматривался темп нагнетания вытеснителя. Корреляционные отношения для скважин 15779 0,41 и 0,84

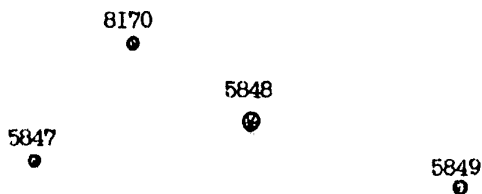


РИС. 3.4. Расположение скважин Берёзовской площади
НГДУ "Альметьевскнефть"

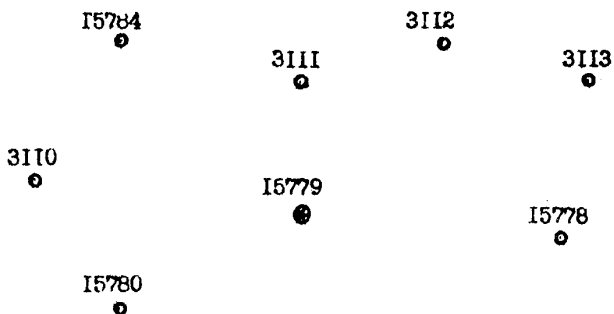


РИС. 3.5. Расположение скважин Минибаевской площади
НГДУ "Альметьевскнефть".

15780 0,21 и 0,84

15780 0,21 и 0,79

15784 0,74 и 0,82

3110 0,53 и 0,70

3112 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 объемом оторочки, а также неудачным выбором "загустителя"

К аналогичному выводу о сравнительно быстром восстановлении подвижности нагнетаемой вслед за оторочкой полимера воды можно прийти на основе анализа взаимодействия обводнённости и темпа отбора жидкости на скважинах № 3113, 3111, 3112. Корреляционные отношения зависимости обводнённости этих скважин от их темпов отбора жидкости :

скв. 3113 0,44 и 0,51

3111 0,61 и 1,0

3112 0,0 и 0,48 на две анализируемые даты соответственно

Увеличение К.О. может быть вызвано усилением притока воды со стороны скважины № 15779, 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 обводнёностью 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 Б₂ Сызранского месторождения. Начало эксперимента состоялось 25 августа 1966 года. Перед нагнетанием пены в скважину 50 было закачано 121 тыс.м³ сточной и 36 тыс.м³ пресной воды, после этого в пласт закачали 46 тыс.м³ 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-

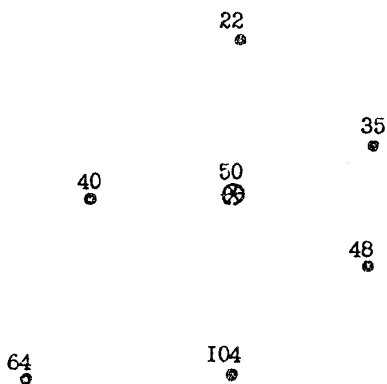


РИС. 4.1 Расположение куста скважин Сызранского месторождения.

нителя (3/67 - 10/67 и 4/68 - 11/68) 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 (1/67 - 8/67 и 9/68 - 9/69), составило соответственно на первый период 0,5, на второй 0,3. Для других скважин опытного участка (№ 104, 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 давлении оторочки пены, которое может быть вызвано ограничением притока воды со стороны скважины № 50 в результате уменьшения подвижности воды.

5. ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ (ВГ)

5.1. 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 $Q_{\text{д}} = F(Q_{\text{н}})$ 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 1/1973 г., начало протекания процесса - 4/1973 г. За анализируемый период на месторождении Хорасаны в различное время были созданы очаги горения и на других скважинах, находящихся вблизи рассматриваемого участка (скважины №№ 3323, 11, 21004, 210059, 3409); кроме того в скважине № 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

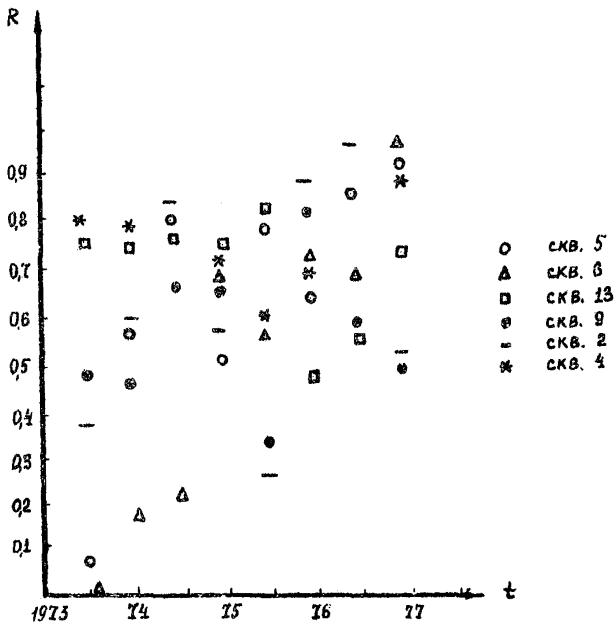


Рис. 5.1 Изменение показателя R во времени для скважин месторождения Хорасаны.

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 1967-1972 гг 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-

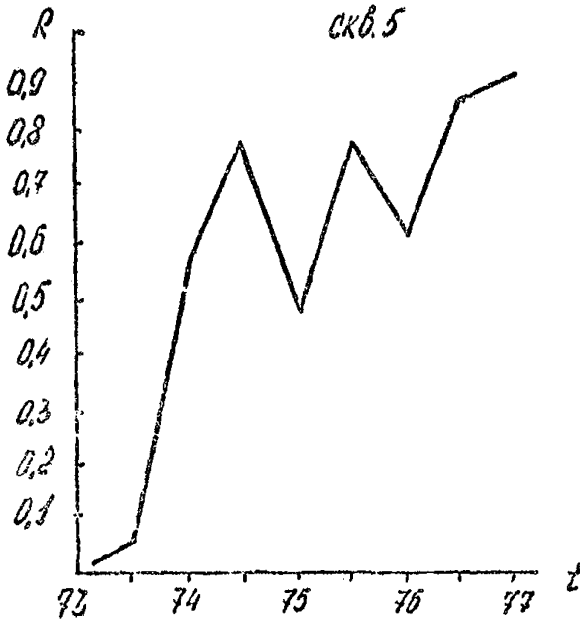


Рис.5.2 Изменение показателя R во времени по скважине 5.

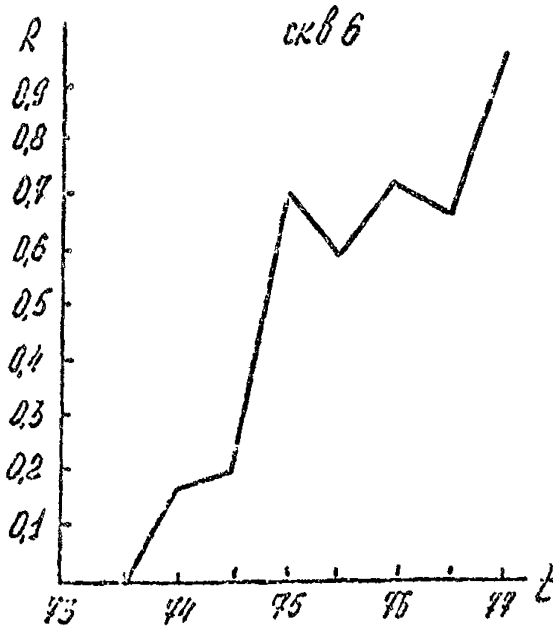


Рис.5.3 Изменение показателя R во времени для скважины 6.

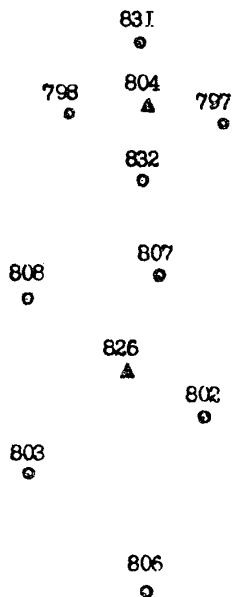


РИС. 5.4 Расположение скважин на месторождении Павлова гора.

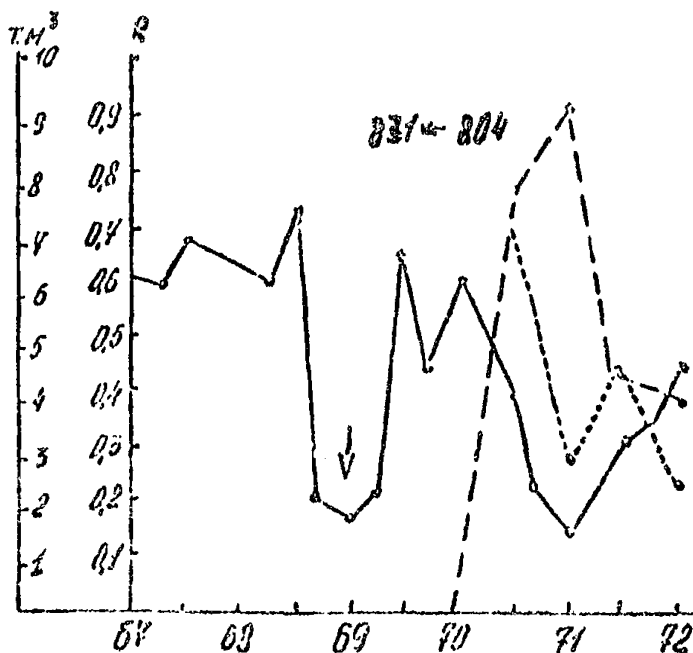


Рис.5.5 Изменение показателей T и R во времени. №801-нагнетательная скважина, №831-добывающая.

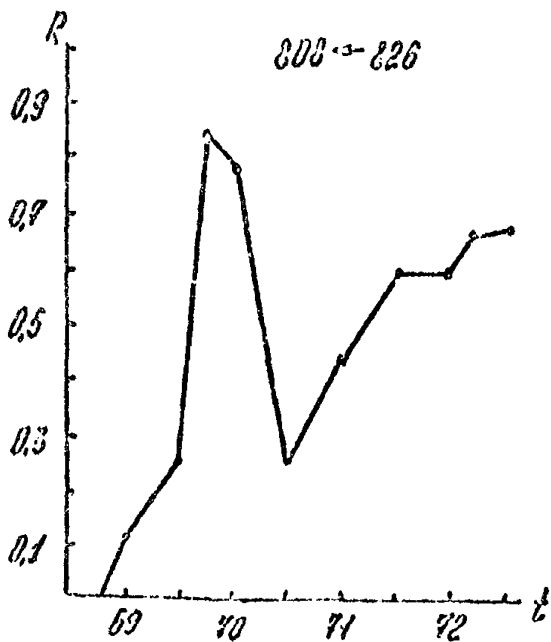


Рис.5.6 Изменение показателя R во времени №826-нагнетательный скв. №808-добывающая.

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 преобладающим 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 подлинности жидкости в условиях пласта, нарастающим охватом 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

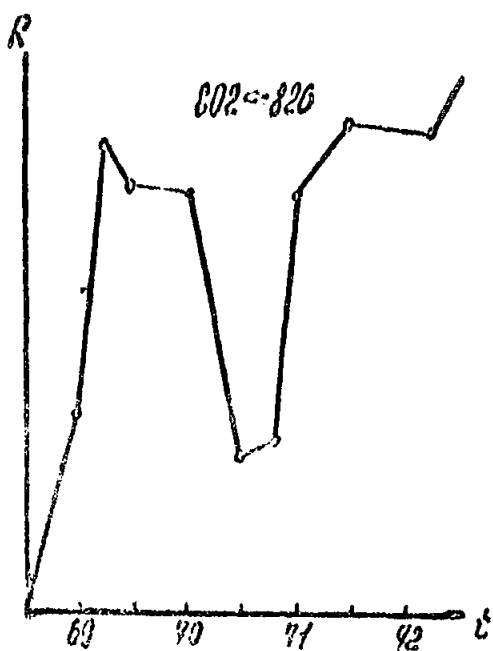


Рис. 5.7 Зависимость R от t для скважин 826 и 802.

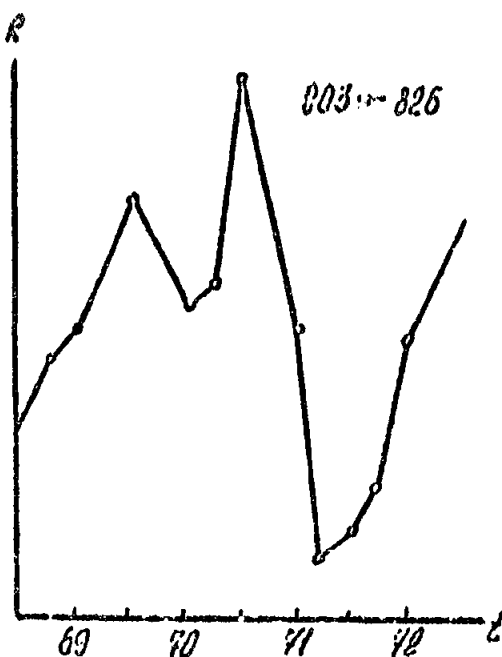


Рис. 5.8 Зависимость R от t для скважин 826 и 803.

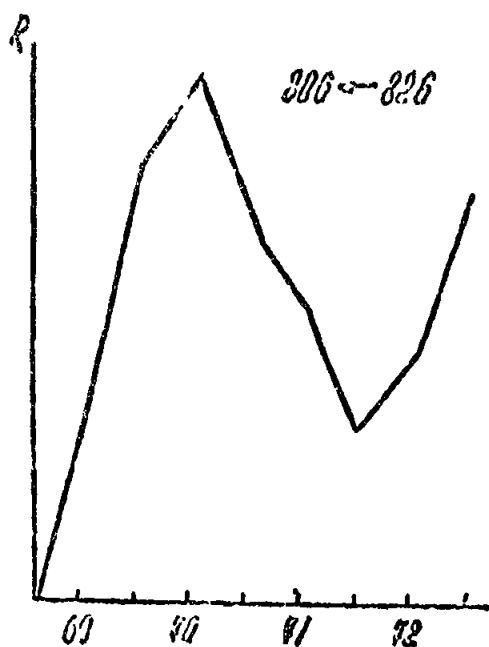


Рис. 5.9 Зависимость R от t для скважин 826 и 806.

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 шпаста 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 шпаста, 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, 18 рис. 5, 10.

Рассматриваемый интервал (1974-1977 гг.) был условно разбит на два периода: первый период горения 1974-1975 гг.

второй период горения 1976-1977 гг.

По месячным данным о темпе нагнетания окислителя в скв.

№ 3326 и 12, а также газовым факторам добывающих скважин при использовании дисперсионной меры идентичности были получены следующие результаты:

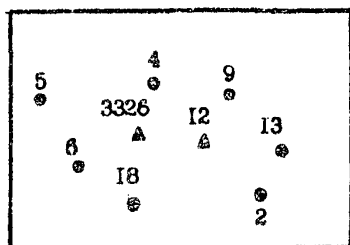


Рис.5.10 Схема расположения скважин месторождения Хорасаны.

номер сква- жины	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	1 мес.	0.74
5	5 мес.	0.68	4 мес.	0.80
18	-	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. Сургучев М.Л.

Руководитель отдела техники
и технологии добычи нефти

Гусев В.И. Гусев В.И.

Руководитель лаборатории
газонефтяной динамики

Мирзаджанзаде А.Х. Мирзаджанзаде А.Х.

6. ПРИЛОЖЕНИЕ

6.1. 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 промышленной 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

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

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_{kk} , R_{jj} - миноры определителя корреляционной матрицы

$$R = \det \left[r_{ij} \right] \begin{vmatrix} 1 & r_{12} & \dots & r_{1n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{i1} & r_{i2} & \dots & r_{in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{m1} & r_{m2} & \dots & 1 \end{vmatrix}$$

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

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

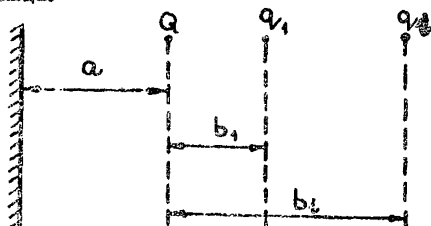
Для детерминированного объекта, на входе которого действуют случайные функции $\bar{X}(t)$ и неучитываемая помеха $\xi(t)$, а на выходе наблюдается случайная функция $Y(t)$ ($Y(t) = F(\bar{X}(t)) + \xi(t)$) корреляционное отношение

$$\Theta = \sqrt{1 - \frac{\partial \xi}{\partial y}} \quad (6.4)$$

где $\partial \xi$.. ∂y - дисперсии ξ и Y соответственно. Из разложения общей дисперсии в случае некоррелированности $F(\bar{X})$ и ξ : $\partial y = \partial F(\bar{X}) + \partial \xi$ и 6.4 следует, что $0 \leq \Theta \leq 1$ в зависимости от отношения дисперсий $\frac{\partial \xi}{\partial y}$. Аналогичные соотношения выполняются и для стохастического объекта, на входе которого \bar{X} , а на выходе Y , 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 оброста определяется давление на заданном скважине и удельном контуре питания соответственно:

$$P_z = \frac{1}{2\pi\delta} (Q \ln r_c / 2a + \sum q_i \ln b_i / (2a + b_i) + \xi_0 + c) \quad (6.5)$$

$$P_k = \frac{1}{2\pi\delta} (Q \ln R_k^2 + \sum q_i \ln R_k^2) + \xi_1 + c, \quad (6.6)$$

где $\delta = \frac{kh}{\mu}$, r_c , a , R_k - радиус скважины, расстояние от скважины до непроницаемой границы и контура питания соответственно;

ξ_0 , ξ_1 - поправки, обусловленные воздействием неучтенных факторов. Депрессия на скважине

$$\Delta P = \frac{1}{2\pi\delta} (Q \ln \frac{R_k^2}{2ar_i} + \sum q_i \ln \frac{R_k^2}{(2a + b_i)b_i}) + \xi_1 + \xi_0 \quad (6.7)$$

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

$$Q_3 = \frac{\xi}{R + \frac{1}{2\pi\beta} \ln \frac{R_2^2}{2a^2\epsilon_i}} + \frac{dP - \frac{1}{2\pi\beta} \sum q_i \ln \frac{R_k^2}{(2a+b_i)b_i}}{R + \frac{1}{2\pi\beta} \ln \frac{R_c^2}{2a^2\epsilon_c}}, \quad (6.8)$$

где $\xi = \xi_2 - \xi_1 + \xi_0$.

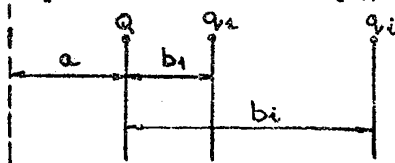
Введя прежние обозначения, получим соотношения между дисперсиями в случае некоррелированности ξ и $f(\xi)$:

$$\partial Q_3 = \frac{\partial \xi}{\left(R + \frac{1}{2\pi\beta} \ln \frac{R_c^2}{2a^2\epsilon_c}\right)^2} + \partial R \quad (6.9)$$

$$\Theta^2 = \frac{\partial f}{\partial Q_3} = 1 - \frac{\partial \xi}{\partial Q_3 \left(R + \frac{1}{2\pi\beta} \ln \frac{R_c^2}{2a^2\epsilon_c}\right)^2} \quad (6.10)$$

Таким образом при удалении непроницаемой границы (увеличении a) К.О. уменьшается, при приближении - увеличивается, (при условии постоянства отношения дисперсий $\frac{\partial \xi}{\partial Q_3}$).

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:

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

$$P_k = c + \xi_1 \quad (6.12)$$

Депрессия на скважине

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

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

$$Q = \frac{\xi_1}{R + \frac{1}{2\pi b} \ln \frac{2a}{r_c}} + \frac{dP - \frac{1}{2\pi b} \sum q_i \ln \frac{2a+b_i}{b_i}}{R + \frac{1}{2\pi b} \ln \frac{2a}{r_c}} \quad (6.14)$$

Корреляционное отношение равно

$$\Theta^2 = \frac{\partial f}{\partial Q} = 1 - \frac{\partial \xi_1}{\partial Q \left(R + \frac{1}{2\pi b} \ln \frac{2a}{r_c} \right)^2} \quad (6.15)$$

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

$$Q_0 = \frac{dP - (a_0 + R_0)q_0}{a} + \frac{\xi_2 - \xi_1}{a} \quad (6.17)$$

Воспользовавшись старыми обозначениями

$$\partial Q = \partial f + \frac{\partial \xi}{a^2} \quad (6.18)$$

$$\Theta^2 = \frac{\partial f}{\partial Q} = 1 - \frac{\partial \xi}{\partial Q a^2} \quad (6.19)$$

Таким образом, при постоянстве величины $\frac{\partial \xi}{\partial Q}$ 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 движения источника.

ВГ может быть интерпретирован как движущаяся батарея источников пара, газа, растворителей, горячей жидкости. Для простоты рассматривается движение одного источника. Депрессия на нем

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

где Q - дебит добывающей скважины; ξ_0 - погрешка, 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) является 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

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

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

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

Диагностирование 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. $\Theta = \sqrt{1 - \frac{\partial \xi}{\partial S}}$.

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 промышленной 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 "мелкие" 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.6.1)

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) мера взаимодействия скважин может быть оценена (за исключением смешанного случая) с использованием методов классификации и

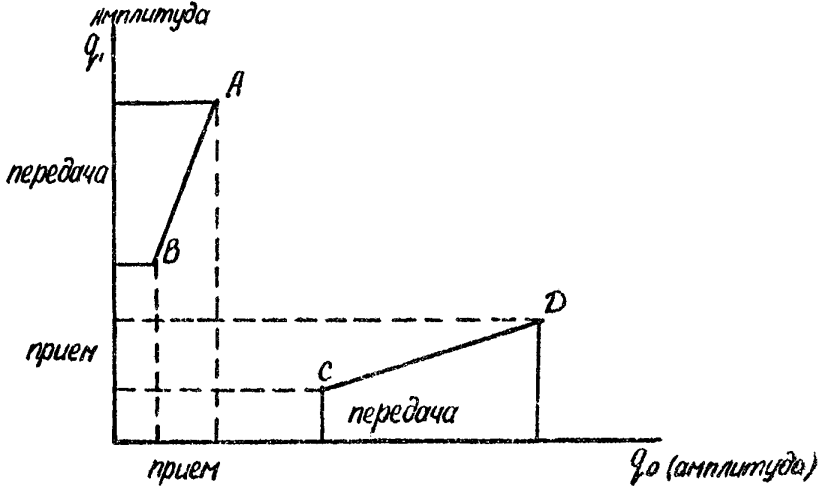


Рис.6.1. Связь между амплитудами колебаний дебитов скважин.

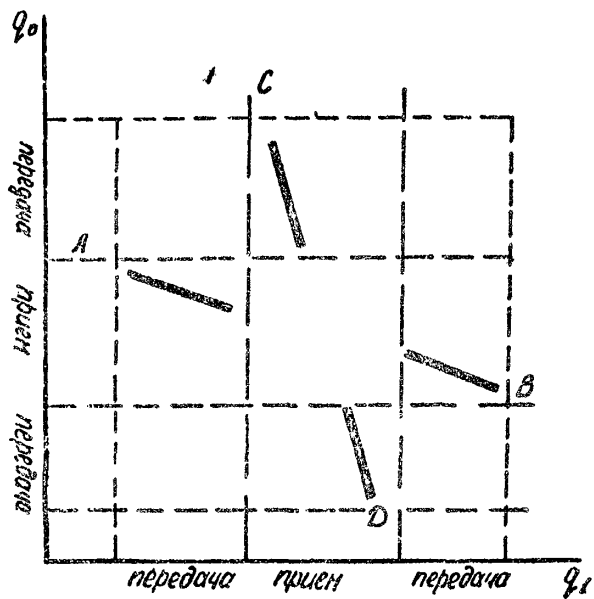


Рис.6.2 Кусочно-линейная зависимость амплитуд колебаний дебитов.

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 промышленной 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 неизмеряемые параметры входят в модель через коррелированные с ними измеряемые.

Ослабляются требования к качеству и количеству промышленных 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 $Y = F(\vec{q}) + \xi$, где Y - выходная переменная, \vec{q} - вектор входных величин, ξ - неучитываемая помеха.

Корреляционное отношение (К.О.) определяется следующим образом

$\Theta = \sqrt{1 - \frac{\mathcal{D}\xi}{\mathcal{D}Y}}$. Вычисление дисперсии выхода $\mathcal{D}Y$ по эксперименталь-

ным данным не представляет трудности. Затруднения возникают при оценке условной дисперсии выхода Y 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.

$\mathcal{D}\xi = \mathcal{D}(Y - F(\vec{q}))$, 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 :

$$\Phi_1 = \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (Y_1^j - Y^j)^2, \quad (6.22)$$

критерий регулярности Y_2 на последовательности N_1

$$\Phi_2 = \sum_{j=1}^{N_1} (Y_2^j - Y^j)^2. \quad (6.23)$$

Регулярный критерий несмещенности (критерий согласия)

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

имеет смысл как критерия регулярности, так и критерия несмещенности, основанного на анализе решений. 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:

$$\sum_{j=1}^{N_1} (Y_1^j - Y^j)^2 \leq \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (Y_1^j - Y^j)^2 = \Phi_1, \quad (6.25)$$

$$\sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (Y_2^j - Y^j)^2 \leq \sum_{j=1}^{N_1} (Y_2^j - Y^j)^2 = \Phi_2$$

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

$$n_{см} \leq 2 \Phi \quad (6.26)$$

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 U неравенства (6.25) практически всегда выполняются. Тогда из (6.25) и из очевидного неравенства:

$$\begin{aligned} n_{см} &= \sum_{j=1}^{N_1+N_2} (Y_1^j - Y_2^j)^2 \leq \sum_{j=1}^{N_1+N_2} (Y_1^j - Y^j)^2 + \sum_{j=1}^{N_1+N_2} (Y_2^j - Y^j)^2 = \\ &= \sum_{j=1}^{N_1} (Y_2^j - Y^j)^2 + \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (Y_1^j - Y^j)^2 + \sum_{j=1}^{N_1} (Y_1^j - Y^j)^2 + \sum_{j=N_1+1}^{N_1+N_2} (Y_2^j - Y^j)^2 \end{aligned} \quad (6.27)$$

первые два члена в правой части которого есть критерий Φ , следует соотношение (6.26). Таким образом, если модель построена по критерию Φ , 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 Φ использовался в варианте обобщенного модифицированного алгоритма МГУА - методе включения с ортогональными преобразованиями.

На первом этапе мультипликативного включения строятся N мультипликативных моделей объекта $Y = a_i \{ \mathcal{E}_i^k + b_i \}_{i=1}^N$, где k - номер ряда селекции, $\mathcal{E}_i^k = \frac{q_{i1} \cdot q_{i2} \cdot \dots \cdot q_{ik}}{q_{i1}^* \cdot q_{i2}^* \cdot \dots \cdot q_{ik}^*}$ произведение исходных поромонных, 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 $\mathcal{E}_i^1 = \Psi_i$, где Ψ переменных 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 $\alpha_i^k = \alpha_i^{k-1} \cdot \Psi_{jik}$) 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_{1i}^k , Φ_{2i}^k не возрастает,

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

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

$$\Phi_i^k \rightarrow \min; \quad \Phi_{1i}^k \leq \Phi_{1i}^{k-1}; \quad \Phi_{2i}^k \leq \Phi_{2i}^{k-1}. \quad (6.28)$$

Система (6.28) собственно и является определением регулярного критерия несмещенности. При этом способе включения переменных значение критерия Φ_i^k 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"

$$Y = F_1(\alpha_1, \dots, \alpha_n) + \gamma F_2(\alpha_1, \dots, \alpha_n) + \gamma^2 F_3(\alpha_1, \dots, \alpha_n) \quad (6.29)$$

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

($F_2 = F_3 = 0$), так и в виде рациональной функции ($F_3 = 0$).

Очевидно (6.29) можно переписать в виде

$$Y = \sum \alpha_i X_i, \quad (6.30)$$

где через X обозначены переменные вида $\alpha\epsilon, 1/\alpha\epsilon, \gamma\cdot\alpha\epsilon, \gamma/\alpha\epsilon, \gamma^2\alpha\epsilon, \gamma^2/\alpha\epsilon$.

Особенность данного варианта метода включения состоит в ортогонализации исходных переменных X , которая служит для выявления наиболее значимых факторов (Z), отбираемых по критериям Φ_1, Φ_2, Φ . Последовательным включением строится модель вида

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

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

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

$$\begin{aligned} Z_1 &= X_{i1} \\ Z_2 &= X_{i2} - \alpha_2^1 Z_1 \\ &\dots \\ Z_k &= X_{ik} - \sum_{i=1}^{k-1} \alpha_k^i Z_i \end{aligned} \quad (6.32)$$

Где α_k^i определяется из условия попарной ортогональности переменных Z

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

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

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

В правую часть (6.31) возможно входит переменные, содержащие u или u^2 .

Таким образом, (6.31) является уравнением относительно U , и под критериями Φ_1, Φ_2, Φ в дальнейшем будем понимать выражения (6.22), (6.23), (6.24), в которых U_1 есть решение этого уравнения (собственно модель объекта), полученного при ортогонализации (6.32) и обучения (6.34) на последовательности N_1 , а U_2 на N_2 соответственно. На первом шаге аддитивного включения в (6.31) и (6.32) вводится переменная $Z_1 = X_{i_1}$, которой соответствует минимальное значение критерия Φ . Следуя идее метода включения на каждом последующем "к" шаге введем переменную X_{i_k} в систему ортогональных переменных (6.32), а соответствующую переменную Z_k в (6.31) только в случае невозрастания при этом значений обоих критериев регулярности Φ_1, Φ_2 или при выполнении следующих условий - при введении X_{i_k} ни один из критериев не возрастает. Из этих переменных вводится та, которой соответствует минимальное значение критерия Φ .

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

$$\Phi^k \rightarrow \min; \Phi_1^k \leq \Phi_1^{k-1}; \Phi_2^k \leq \Phi_2^{k-1} \quad (6.35)$$

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

В изложенной постановке задача построения модели объекта является фактически многоцелевой, то есть задачей с векторным критерием оптимальности, компонентами которого являются два критерия регулярности $\Phi_1 \rightarrow \min$ $\Phi_2 \rightarrow \min$.

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 Φ) и фиксировании допустимых отклонений от оптимумов по остальным критериям (Φ_1 , Φ_2).

Так как оптимальные значения Φ_1 и Φ_2 не известны, то в качестве таких ограничений выступает требование: улучшая Φ , не ухудшать ни одной компоненты векторного критерия, что приводит к задаче оптимизации одного критерия Φ при ограничениях на Φ_1 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 + 1", 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 Φ в качестве "главного" критерия обусловлено тем, что он объединяет интересы как Φ_1 , так и Φ_2 .

По определению регулярного критерия несмещенности Φ 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}_1 , \bar{Y}_2 математические ожидания Y , вычисленные на точках N_1 и N_2 соответственно.

Корреляционное отношение, вводимое 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 прогнозируемой закономерной связи. На основе критерия

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 $\Phi(L)$ - 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 гидроприслушивания скважин месторождений банка Дарвина и Песчаный - море. Для каждой пары исследованных скважин с дебитами Q_1 и Q_2 оценивались корреляционные отношения зависимостей $Q_1 = F(Q_2)$, $Q_2 = F(Q_1)$. Результаты заносились в таблицу 6.1 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

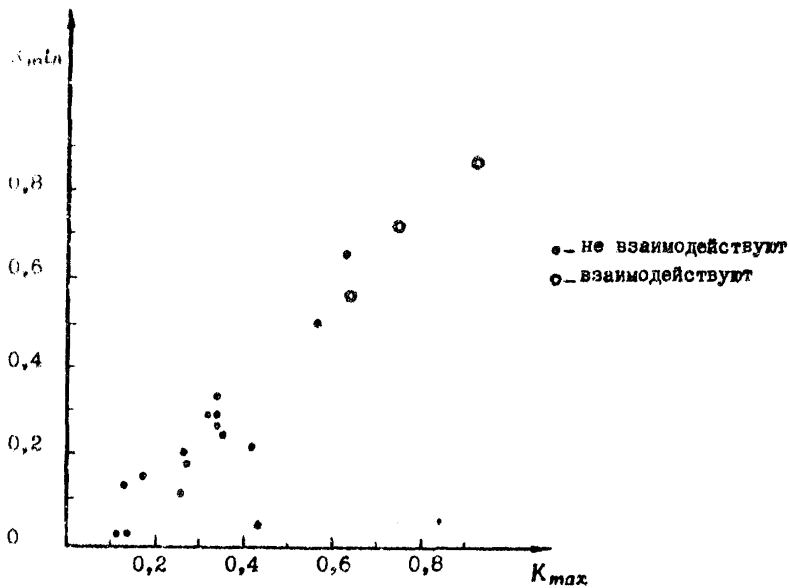
$$K_{min} > 0,4 \quad K_{max} > 0,5 - \text{связь есть}$$

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 6.1

№№ : номера исследованных : гидродинамическая : корреляционное					
п/п :	скважин	:	связь	:	отношение
банка Дарвина					
1	287	113	нет	0,18	0,15
2	183	228	Нет	0,42	0,24
3	109	74	нет	0,27	0,22
4	109	93	нет	0,66	0,62
5	228	192	нет	0,11	0,00
6	20	116	нет	0,10	0,00
7	192	227	нет	0,12	0,12
8	107	40	нет	0,33	0,29
9	183	227	нет	0,34	0,33
Песчаный - море					
10	170	142	есть	0,62	0,56
11	154	155	есть	0,91	0,86
12	173	186	нет	0,56	0,50
13	183	41	нет	0,35	0,26
14	205	208	нет	0,26	0,10
15	149	121	есть	0,75	0,71
16	270	113	нет	0,35	0,24
17	117	173	нет	0,28	0,21
18	172	186	нет	0,32	0,24
19	173	172	нет	0,44	0,03



ИЛС. 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-IV 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, значении критериев Φ_1 , Φ_2 , Φ , а также коэффициенты корреляции получаемой модели.

```

001 010      SUBROUTINE MULGU (KB,N1,M,M1,X0,NOX,NM,Z,Z1,
      MULT,MUL,
020      *MULR,F1,F2,Y,VMAX,DIS,POW)
030      DIMENSION MULT(N1,M),XB(KB,M1),NM(N1),MUL(M)
      ,MULR(M1,Z1(M1),
040      *Z(M1),V(M1),
050      *F1(N1),F2(N1)
060      REAL NOX(N1)
070      DATA DEL,VM,SH) / (.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      VMAX=0.
150      DO 580 J=1,M1
160      S=ABS(V(J))
170      S1=S1+V(J)
180      IF(S.GT.VMAX) VMAX=S
190      580 CONTINUE
200      S1=S1/M1
210      DO 585 J=1,M1
220      NM(J)=J
230      Z(J)=(V(J)-S1)/VMAX)**2
240      585 V(J)=V(J)/VMAX
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)=S
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)=V(K)
200      583 Z(M2+L)=V(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 61 J=1,M2
130      C1=C1+V(J)
140      J1=J+M2

```



```

003 150      C2=C2+V(J1)
      160      81 CONTINUE
      170      G1=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,30I4/))
      100      DO 10 I=1,M1
      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=1
005 010      IF(I,LE,KB) GOTO 21
      020      IP=KB-I
      030      I1=-IP
      040      21 CONTINUE
      050      MULT(L,I1)=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(IJ)=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

```

MACCMB MUL6U

```

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-SW1+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
240 220      A11=S1/S2
      230      B1=SV1-A11*SX1*SM
      240      *S
007 010      S3=(S3-SY2+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
260 080      A21=S3/S4
      090      B2=SV2-A21*SX2*SM
      100      *S
250 110      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
320 040      E2=E2+S1*S1
      050      IF(E2.LT.E4) GOTO 301
      060      IF(E1.LT.E3) GOTO 301
      070      E1=E3
      080      E2=E4
301 090      CONTINUE
      100      F1(L)=E1
      110      F2(L)=E2
      120      E1=E1+E2
      130      IF(RMK.GT.E1) RMK=E1
20 140      CONTINUE
41 150      CONTINUE
      160      DO 330 I=1,KB2
      170      L=L+1
      180      IF(L.GT.N1) GOTO 30
      190      MULT(L,)=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 ФОРМАТ(29Н ТЕСНОТА КРИТЕРИАЛЬНОЙ СВЯЗИ ,F6.2
      1      ,5Н РЯД ,I3)
      070      WRITE(3,400) RMR,NR
      080      2000 CONTINUE
      090      KPI=0
      100      DO 100 K=1,N1
      110      C ЦИКЛ ПО ЗАТРАВКАМ
      120      FK1=F1(K)
      130      GK2=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      RMK2=FK1+GK2
      090      DO 110 K1=1,KB2
      100      DO 54 I1=1,NM1
      110      54 MUL(I1)=MULT(K,I1)
      120      IF (K1-KB) 1,,2
      130      2 K2=KB-K1
      140      K3=-K2
      150      C K2 НОМЕР 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      C P P P P P C 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 I3=NM1+1
      090      IF (I3,GT,M) GOTO 110
      100      DO 130 I1=1,NM1
      110      IF (MUL(I1),LT,K2) GOTO 152
      120      130 CONTINUE
      130      MUL(I3) =K2

```

```

011 140      GOTO 120
      132 CONTINUE
      160      IZ=MUL(I1)
      170      DO 140 J=1,NM1
      180          J1=J+1
      190          IZM=MUL(J1)
      200          MUL(J1)=IZ
      210      140 IZ=IZM
      220          MUL(I1)=K2
      230      120 CONTINUE
012 240      C CPOP MHPOBAH MUL(I3)
      010      DO 150 I=1,N1
      020          IF(I3.NE.NM(I)) GOTO 130
      030          IZ=0
      040          DO 170 J=1,I3
      050          IF(MUL(J).NE.MULT(I,J)) GOTO 150
      060          170 IZ=IZ+1
      070          IF(IZ.EQ.I3) GOTO 110
      080          150 CONTINUE
      090      C CPOP MHPOBAH HOBBAH MUL(I3)
      100          E=-1.0E12
      110          IF(K2) 151,152,152
      120          151 DO 161 J=1,M1
      130              S=Z1(J)/XB(K3,J)
      140              IF(S.GT.E) E=S
      150          161 Z(J)=S
      160          GOTO 162
      170          152 DO 160 J=1,M1
      180              S=Z1(J)*XB(K2,J)
      190              IF(S.GT.E) E=S
      200          160 Z(J)=S
      210          162 E=1./E
      220          DO 175 J=1,M1
      230          175 Z(J)=Z(J)*E
      240          SX1=0.
      013 010          S1=0.
      020          S2=0.
      030          DO 180 J=1,M2
      040              S=Z(J)
      050              SX1=SX1+S
      060              S1=S1+S*V(J)
      070          180 S2=S2+S*S
      080          190 A1=S1/S2
      090          A11=A1
      100          B1=0.
      110          S1=S1-SV1*SX1
      120          S2=S2-SX1*SX1*SM
      130          E1=ADS(S2)
      140          IF(E1.GT.1.) GOTO 261
      150          IF(E1.LT.1.0E-18) GOTO 270
      160          E3=ADS(S1)
      170          IF(E3.GT.E1*1.0E12) GOTO 270
      180          261 A11=S1/S2
      190          B1=SV1-A11*SX1*SM
      200          270 CONTINUE
      210          E3=0.
      220          E1=0.
      230          DO 210 J=M3,M1
      240          S1=V(J)
      014 010          S2=Z(J)
      020          S=S1-A1*S2
      030          S2=S1-A11*S2-B1
      040          E3=E3+S2*S2
      050          210 E1=S1+S*S

```

Cp.76

```

014 060      IF((E1,GT,FK1),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*Y(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*S
      200      E2=ABS(S2)
      210
      220      IF(E2,LT,1.0E-18) 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*S
      030      290 CONTINUE
      040      E2=0,
      050      DO 211 J=1,M2
      060      S1=Y(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=KPI+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(3,400) 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 АДГУ

```

001 010      SUBROUTINE MGUA (N,M,M1,KB,AL,AL1,AL2,
020      *NOX,NCZ,Z,Z2,Y,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 ОИС
060      DIMENSION AL(M4),AL1(M4),AL2(M4),NX(M1),Z(M1)
070      ,V(M1),
080      *Z2(M1),X(M,M1),A(M,M),BB(M4),B1(M4),B2(M4),Z
090      B(M,M1)
100      * ,XB(KB,M1),Z1(M1),VZ(M1),MULT(N1,MM),NMZ(N1)
110
120      *MUL(MM),MULR(MM),IMX1(KB)
130      REAL NOX(KP1),NOZ(M4)
140      INTEGER CONST
150      DATA DPR,DV,DV2,CONST,SH ( ,SH (V,SH (V)
160      2,3H)CONST/
170      DATA IDEL,IVM /SH) - / (,SH) = (/
180      DATA SKOB /SH) /
190      M3=M2+1
200      MP1=M+1
210      S1=0.
220      DO 60 J=1,M1
230      60 S1=S1+V(J)
240      S1=S1/M1
250      SY=0.
260      DO 81 J=1,N1
270      81 SY=SY+(V(J)-S1)**2
280      XNF=0,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 I1=1,NM1
060      MU=MULT(NF,I1)
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      30 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 116 J=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*Y(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)-Y(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*Y(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)-Y(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

```



```

006 050      AL1(1)=X1
060      AL1(MP1)=X2
070      DO 160 J=1,M1
080      Z0(1,J)=Z2(J)
090      X(1,J)=Z2(J)
100      160 CONTINUE
110      140 CONTINUE
120      KPER=K
130      C 10 К_ПЕРВАЯ ПЕРЕМЕННАЯ
140      FNP=SN
150      FNO=SN1
160      NX(1)=K
170      NX(MP1)=K
180      O1(1)=AL1(1)
190      O1(MP1)=AL1(MP1)
200      S=SN2
210      WRITE(3,8) SN,SN1
220      8 FORMAT(25H КРИТЕРИЙ РЕГУЛЯРНОСТИ=,E15.7)
230      DD=OPR
240      IF(NS.EQ.0) GOTO 2020
007 010      NM1=NM2(NS).
020      DO 2030 J=1,NM1
030      MU=NX2*MULT(NS,J)
040      IF(MU) 2031,2032,2032
050      2031 MULR(J)=IDEL
060      MU=-MU
070      GOTO 2030
080      2032 MULR(J)=IYM
090      MUL(J)=IMX1(MU)
100      GOTO 2040
110      2020 NM1=1
120      MUL(1)=GONST
130      MULR(1)=IYM
140      2040 CONTINUE
150      WRITE(3,9) S,K,DD,(MULR(J),MUL(J),J=1,NM1)
160      9 FORMAT(36H РЕГУЛЯРНЫЙ КРИТЕРИЙ НЕСМЕЩЕННОСТ
170      И=,E15.7,
180      *18H НОМЕР ПЕРЕМЕННОЙ ,I7/10(2X,21A5/))
190      E=1.-S/FCCN
200      IF(E.LT.0.) E=0.01
210      E=SQRT(E)
220      RNK=E
230      R1=SN
240      R2=SN1
008 010      WRITE(3,402)E:
020      S1=NOX(K)
030      E=AL1(1)/S1
040      WRITE(3,600) E
050      E=AL1(MP1)/S1
060      WRITE(3,600) E
070      600 FORMAT(13H КОЭФФИЦИЕНТЫ/10(1X,8E15.7/))
080      XN=S
090      XNF1=SN
100      XNF2=SN1
110      C 15 НАЧАЛО ВВОДА ПЕРЕМЕННЫХ
120      DO 400 K=2,M
130      KM1=K-1
140      C 16 НАЧАЛО ВЫБОРА ПЕРЕМЕННЫХ
150      K12=K+M
160      K11=K12-1
170      SN2=0.E13
180      DO 300 K1=1,KP1
190      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 I=1,NM1
      070      MU=MULT(NF,I)
      080      IF(MU) 31,31,41
      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      31 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 3002
      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      G 17 PACCHET 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=Y(J)+S/E
      190      E1=E1*E1
      200      GOTO 1270
      210      1268 DK=-E/(2,*D)
      220      D=DK*BK-S/D
      230      IF(D,LT,0,) GOTO 300
      240      SQ=SQRT(D)
018 010      E1=Y(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      YN1=AL1(K12)
      200      NOZ(K)=XNP
      210      YN=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      G 21 3 AHECEMHE Z B-BYΦEP
      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 КОМЕЧ ДУБОВА
      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.(Q,0) GOTO 2120
      030      NM1=NM2(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)=IYM
      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,
      180      +
      190      +,SKOB
      200      S=1,-S1/FCON
      210      IF(S.LT.0.) S=0.01
      220      S=SQRT(S)
      230      WRITE(3,402) S
      240      402 FORMAT(10X,2АНТЕСНОГО КРИТЕРИАЛЬНОЙ СВЯЗИ=,F
      250      7.3)
      260      AL1(K)=YN
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      J=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      0 25 КОМУ ВДОДА
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=0,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+IJ*M)/NOX(NM)
240      WRITE(3,580) YMAX
023 010      WRITE(3,570) (AL(I),NX(I),I=1,K1)
020      970 FORMAT('X,S(E15.7,3H*X(,14,1H))')
030      580 FORMAT(2H УРАВНЕНИЕ СВЯЗИ Y/(,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 706
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/SV
      240      IF(S.LT,0,001) S=0,001
026 010      X1=SQRT(S)
      020      WRITE(3,812)X1
      030      1000 CONTINUE
      040      DO 704 J=1,M1
      050      YZ(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 Y(J)=Y(J)*УМАХ
      030      Z1(1)=RWK
      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)*ZD(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          AL(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          S=S-AL(J)*A(J,I)
      180          280 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=КОЭФФИЦИЕНТ ЧЛЕН
      110          C (E-1.)=КОЭФФИЦИЕНТ ПРИ Y
      120          C D=КОЭФФИЦИЕНТ ПРИ Y12
      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 263
      020          271 CONTINUE
      030          IF(E2.GT.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,*0)
      090      D=BK*BK-S/0
      100      IF(D,LT,0,) GOTO 300
      110      SQ=SQRT(D)
      120      E1=V(J)
      130      X1=BK-SQ
      140      X2=DK+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)*ZB(I,J)
      100      S2=Z2(J)-S2
      110      Z(J)=S2
      120      S=S+S2-S2
      130 1240 F=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 1250 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      S=S-AL(JM)*A(I,J)
      090 1280 CONTINUE
      100      AL(L)=S
      110 1250 B2(L)=B2(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)

```


СО Д Е Р Ж А Н И Е

	С т р .
ВВЕДЕНИЕ	3
1. К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НОВЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	6
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СТЕПЕНИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГТМ	9
3. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ	15
3.1. Диагностирование эффективности на основе анализа взаимодействия скважин	15
3.2. Диагностирование на основе анализа обводненности скважин	18
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
5.1. Диагностирование на основе анализа интерференции скважин	33
5.2. Диагностирование на основе анализа изменения газового фактора на добывающих скважинах	42
6. ПРИЛОЖЕНИЕ	46
6.1. К выбору диагностирующих признаков при анализе взаимодействия скважин	46
6.2. Обоснование методики выбора корреляционного отношения	58
6.3. Расчет дисперсионной меры идентичности... ..	58
6.4. Диагностирование наличия гидродинамической связи (апробация методики)	65
6.5. Описание программ	69

ОПТИ ВНИИ - 1978

~~зак. 371 Л-42735 Тир. 200~~