

Из сравнения параметров видно, что факторы, характеризующие месторождения ОАО «Ноябрьскнефтегаз», имеют больший диапазон разброса значений и непосредственно большие значения, чем факторы, характеризующие месторождения Пермской области (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть»).

Также необходимо отметить, что себестоимость добычи тонны нефти по ЯНАО существенно больше аналогичного показателя по Пермской области, несмотря на более высокие технологические показатели (действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин, среднесуточный дебит нефти, добыча нефти (всего), обводненность). Это объясняется природно-климатическими условиями разработки месторождений, влиянием региональных факторов на формирование себестоимости добычи тонны нефти и т.д.

Получено 21.01.2000

УДК 622.276.4 (470.53)

В. И. Галкин, П.М. Бармин

*Пермский государственный технический университет,
ПермНИПИнефть*

ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ТУРНЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОПАЛИХИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На примере турнейской залежи Опалихинского месторождения с помощью статистического анализа рассмотрено влияние накопленной закачки на показатели разработки при двух разных способах закачки воды в пласт. В результате проведенных исследований установлено, что для рассмотренного объекта разработки законтурное заводнение оказалось малоэффективным, в отличие от внутриконтурного.

Практика современной нефтедобычи показывает, что на сегодняшний день необходимо уделять большое внимание объектам разработки с трудноизвлекаемыми запасами [1, 2]. Таковым и является турнейская залежь Опалихинского нефтяного месторождения: тип коллектора карбонатный с высокой макронеоднородностью ($k_{\text{песч}} = 0,48$, $k_{\text{расч}} = 7,25$) и трещиноватостью; в продуктивной толще выделены четыре пачки; нефть высоковязкая - 87 мПа·с; на большей части площади - на границе ВНК - залежь запечатана, так как анализ отобранных проб нефти в краевых добывающих скважинах показал, что нефть окисленная (асфальтогеновые кислоты практически отсутствуют в отличие от проб, взятых в центральной части залежи).

Для принятия решения по совершенствованию дальнейшей разработки данного пласта необходимо провести детальный, многофакторный анализ процесса нефтедобычи с использованием статистического моделирования. Изучено влияние количества закачиваемой воды на величину пластового давления.

Начальное пластовое давление в турнейском пласте принято равным 16,8 МПа. Данный объект эксплуатируется с 1978 г. на режиме истощения. С 1983 г. организовано законтурное заводнение (закачка в 2 законтурные скважины). А с 1987 г. - внутриконтурное заводнение. Данные о накопленной закачке и динамике пластового давления представлены в табл. 1.

Таблица 1

Показатели накопленной закачки и пластового давления по годам разработки

Показатели	Законтурная закачка					Внутриконтурная закачка										
	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
$\Sigma U_{\text{зак}}$, тыс. м ³	90	230	370	467	592	664	713	759	823	886	947	998	1046	1096	1110	1188
$P_{\text{пл}}$, МПа	14,8	13,8	14,0	13,5	13,4	14,4	14,3	13,8	14,1	14,4	14,1	14,1	15,1	14,9	14,7	15,3

Сопоставление этих данных по годам разработки показывает, что поддержание пластового давления (ППД) не всегда характеризовалось одинаковой степенью эффективности. На рис. 1 приведена зависимость накопленной закачки от пластового давления.

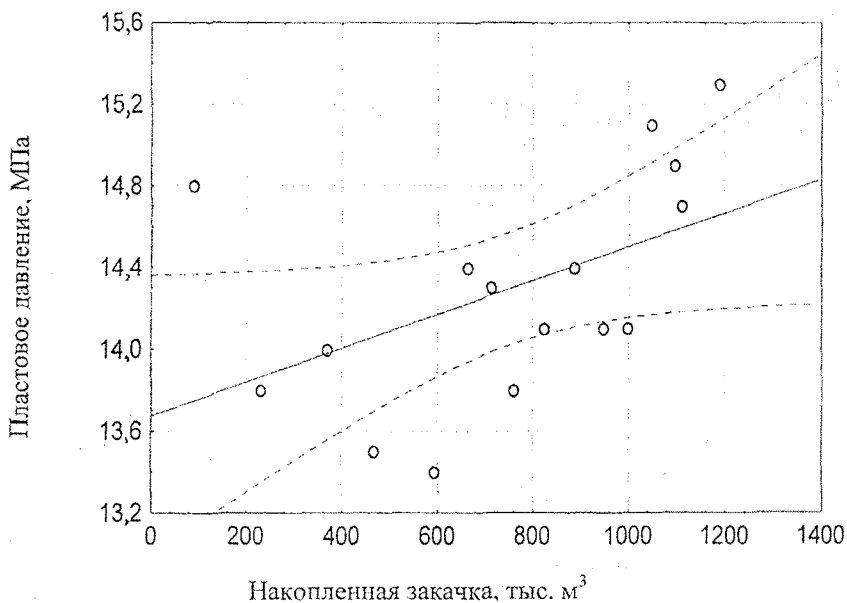


Рис.1. Зависимость пластового давления от накопленной закачки ($r = 0,49$)

Коэффициенты корреляции для показателей разработки
относительно $\Sigma V_{\text{зак}}$

№ п/п	Параметры коррелирующиеся с $\Sigma V_{\text{зак}}$	Коэффициенты корреляции	
		для законтурной закачки	для внутриконтурной закачки
1	$\Sigma Q_{\text{н}}$	0,99	1,00
2	$\Sigma Q_{\text{ж}}$	0,99	1,00
3	$Q_{\text{н}}$	-0,97	0,58
4	$Q_{\text{ж}}$	-0,96	0,32
5	W	0,80	-0,48
6	$n_{\text{д}}$	0,03	-0,90
7	$n_{\text{н}}$	0,69	0,51
8	$q_{\text{н}}$	-0,98	0,75
9	$q_{\text{ж}}$	-0,97	0,39
10	$P_{\text{пл}}$	-0,89	0,79
11	$P_{\text{заб}}$	-0,31	0,55

Построенное поле корреляции состоит из 2 частей и это соответствует различным способам ППД. Первая часть, (до $\Sigma V_{\text{зак}} = 600$ тыс. м³) характеризуется обратной зависимостью между $\Sigma V_{\text{зак}}$ и $P_{\text{пл}}$, а вторая – взаимным увеличением $\Sigma V_{\text{зак}}$ и $P_{\text{пл}}$, при $\Sigma V_{\text{зак}} > 600$ тыс. м³. Сопоставление $\Sigma V_{\text{зак}}$ и $P_{\text{пл}}$ без учёта способов ППД показывает, что наблюдается прямая незначительная корреляционная связь ($r = 0,49$). В случае учёта способов ППД ситуация значительно меняется. При анализе первого участка поля корреляции, когда применялось законтурное заводнение, влияние $\Sigma V_{\text{зак}}$ на $P_{\text{пл}}$ обратное ($r = -0,97$), при использовании внутриконтурного заводнения наблюдается взаимное увеличение $\Sigma V_{\text{зак}}$ и $P_{\text{пл}}$ ($r = 0,75$). Кроме этого, нами изучено влияние $\Sigma V_{\text{зак}}$ на следующие показатели: накопленная добыча нефти $\Sigma Q_{\text{н}}$, накопленная добыча жидкости $\Sigma Q_{\text{ж}}$, добыча нефти $Q_{\text{н}}$, добыча жидкости $Q_{\text{ж}}$, дебит нефти $q_{\text{н}}$, дебит жидкости $q_{\text{ж}}$, пластовое давление $P_{\text{пл}}$, забойное давление $P_{\text{заб}}$, обводнённость W , количество нагнетательных скважин $n_{\text{н}}$, количество добывающих скважин $n_{\text{д}}$ (табл. 2).

При законтурном заводнении выявлено 6 отрицательных высоких коэффициентов корреляции из 11 рассмотренных ($Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{ж}}$, $q_{\text{н}}$, $q_{\text{ж}}$, $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$) с $\Sigma V_{\text{зак}}$, тогда как в случае внутриконтурного только 2 (W , $n_{\text{д}}$).

Нами также изучено изменение $P_{\text{пл}}$ от $\Sigma V_{\text{зак}}$ во времени (табл. 3).

На более ранней стадии подобные модели построить невозможно, из-за отсутствия статистического материала. Данная модель показывает нам, как последовательно происходит изменение соотношений $\Sigma V_{\text{зак}}$ и $P_{\text{пл}}$.

Динамическая модель изменения $P_{пл.}$ от $\Sigma V_{зак}$

Год	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции
1986	14,866	- 0,0291 $\Sigma V_{зак}$	- 0,86
1987	14,777	- 0,0251 $\Sigma V_{зак}$	- 0,88
1988	14,419	- 0,0108 $\Sigma V_{зак}$	- 0,43
1989	14,282	- 0,0540 $\Sigma V_{зак}$	- 0,24
1990	14,282	- 0,0580 $\Sigma V_{зак}$	- 0,29
1991	14,223	- 0,0040 $\Sigma V_{зак}$	- 0,22
1992	14,102	- 0,0012 $\Sigma V_{зак}$	- 0,07
1993	14,102	- 0,0008 $\Sigma V_{зак}$	- 0,05
1994	14,088	- 0,0005 $\Sigma V_{зак}$	- 0,03
1995	13,918	+ 0,0033 $\Sigma V_{зак}$	0,20
1996	13,824	+ 0,0005 $\Sigma V_{зак}$	0,33
1997	13,786	+ 0,0061 $\Sigma V_{зак}$	0,38
1998	13,675	+ 0,0082 $\Sigma V_{зак}$	0,49

На рис. 2 показано влияние $\Sigma V_{зак}$ на q_n . Как и при сопоставлении $\Sigma V_{зак}$ и $P_{пл.}$, выявлено, что поле корреляции состоит из двух частей, связанных с различными видами заводнения.

Статистические модели влияния $\Sigma V_{зак}$ на q_n рассчитаны в трёх вариантах: первый – без учёта видов закачки; второй – при законтурной закачке и третий – при внутриконтурной.

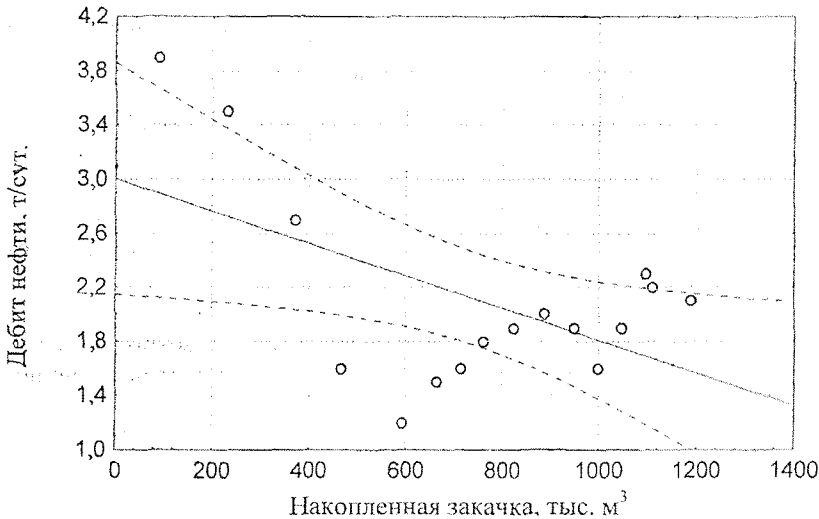


Рис. 2. Зависимость дебита нефти от накопленной закачки ($r = -0,55$)

Для первого варианта модель имеет следующий вид:

$q_n = 3,0036 - 0,0012 \cdot \Sigma V_{зак}$, $r = -0,55$, при этом $t_p = 2,46$ (расчётный коэффициент Стьюдента) $> t_t = 2,145$ (табличный коэффициент Стьюдента).

Для второго: $q_n = 4,6152 - 0,0058 \cdot \Sigma V_{\text{зак}}$, $r = -0,98$, $t_p = 8,53 > t_r = 3,182$. Для третьего: $q_n = 0,8682 + 0,0011 \cdot \Sigma V_{\text{зак}}$, $r = 0,75$, $t_p = 3,59 > t_r = 2,228$.

Таким образом, по критериям Стьюдента видно, что третья модель является наиболее значимой, т.е. влияние $\Sigma V_{\text{зак}}$ на q_n наиболее сильное при внутриконтурном заводнении.

В результате выполненной работы получена модель, отражающая влияние ряда параметров на Q_n :

$Q_n = 21,3998 + 0,1206 \cdot Q_r + 0,51 \cdot n_n + 0,0808 \cdot V_{\text{зак}} + 0,0824 \cdot P_{\text{пл}} + 0,1446 - 0,2817 \cdot n_d$, $R = 0,86$, где R – множественный коэффициент корреляции.

По формуле видно, что в настоящее время сложилась ситуация, при которой n_d – единственный параметр с отрицательным значением, т.е. плотность сетки скважин при данном уровне добычи достаточная и уплотнять её не имеет смысла и кроме материальных затрат ни чего не даст.

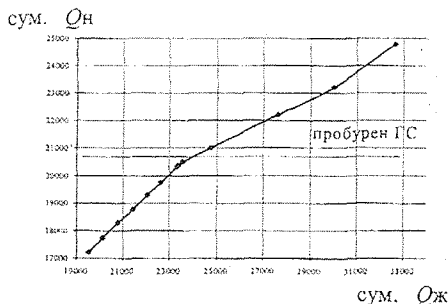
Для данной модели характерно то, что на первом этапе между $\Sigma V_{\text{зак}}$ и $P_{\text{пл}}$ прослеживается обратная связь, а на втором этапе наоборот. На наш взгляд, причина этого кроется, вероятнее всего, в том, что залежь запечатана (нефтяная и водяная части изолированы друг от друга).

Перед организацией внутриконтурного заводнения в 27 добывающих скважинах (из 49 действовавших) пластовое давление снизилось до давления насыщения $P_{\text{нас}} = 9,8$ МПа (табл. 4).

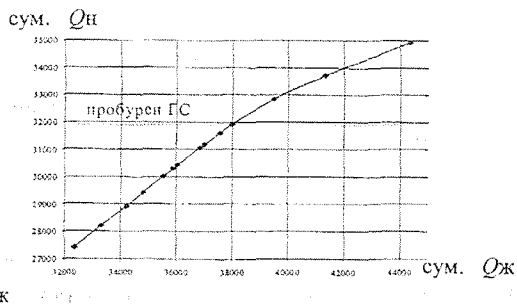
Таблица 4
Пластовое давление на 1.01.1987 г. по 27 скважинам

Давление до 9,8 МПа				Давление выше 9,8 до 11,0 МПа					
№ скв.	$P_{\text{пл}}$	№ скв.	$P_{\text{пл}}$	№ скв.	$P_{\text{пл}}$	№ скв.	$P_{\text{пл}}$	№ скв.	$P_{\text{пл}}$
406	9,6	439	9,4	48	10,5	424	11,0	441	11,0
414	9,2	446	9,8	402	10,8	433	10,7	445	10,1
415	9,6	450	9,8	405	10,1	434	10,3	449	9,9
416	9,8	461	9,8	410	9,9	435	10,8	451	10,4
425	9,6			417	10,2	437	10,2	495	10,0
427	9,6			419	10,8	440	10,1		

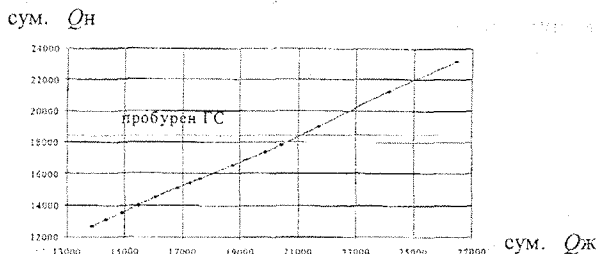
На основе проведённых замеров необходимо проведение подобного анализа. Он позволяет отказаться от законтурной закачки на ранней стадии. А своевременный переход на внутриконтурную закачку позволил бы предприятию-недропользователю получить существенную экономическую выгоду. Также этот анализ помог бы не упустить момент, когда давление приблизится к критической отметке, ибо снижение пластового давления ниже давления насыщения может привести к необратимым процессам в пласте, что в свою очередь может отрицательно сказаться на конечном коэффициенте нефтеотдачи.



а



б



в

Рис. 3. Зависимость суммарной добычи Q нефти от суммарной Q жидкости: а – для скважины № 406; б – для скважины № 411; в – для скважины № 415

Подтверждением нашего вывода могут служить горизонтальные стволы, пробуренные в скв. № 406 (1997 г.), 411 и 415 (1998 г.) (рис. 3). Из этих скважин только в скв. № 415 получен незначительный положительный эффект.

В данной работе модели строились в целом по эксплуатационному объекту и дают нам общее представление о нём. А для того чтобы принимать решения по каждой конкретной скважине, необходимо её полное статистическое моделирование и анализ.

Из вышеизложенного следует, что статистическое моделирование на начальных стадиях разработки для подобных объектов позволит избежать негативных последствий и, даже наоборот, в полной мере воспользоваться положительными сторонами процесса разработки.

Список литературы

1. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения: Материалы совещ. г. Альметьевск, сентябрь 1995 г. М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
2. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Ежегодник (1996)/ Всерос. нефтегаз. науч.-иссл. ин-т, М. 1997.

3. Популярное введение в программу STATISTICA. М.: Компьютер Пресс, 1998.

4. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся вузов. – 13-е изд., испр. М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1986.

Получено 15.01.2000

УДК 551.735

О.Е.Кочнева, Р.А.Лядова, В.И.Дурникин, П.М.Китаев, Н.А.Кучева
*Пермский государственный технический университет,
Пермский государственный университет,
УГСЭ ИГО «Уралгеология»*

К ХАРАКТЕРИСТИКЕ ВЕРХНЕВИЗЕЙСКИХ И СЕРПУХОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ Р.БЕРЕЗОВОЙ НА СЕВЕРНОМ УРАЛЕ

Дано детальное расчленение, основанное на бистратиграфическом принципе в разрезе Малая Инья. В результате проведенных исследований выделены в визейском ярусе тульский, алексинский и линецкий горизонты, в серпуховском ярусе – косогорский. Приведена фашиальная характеристика рассматриваемых горизонтов.

Разрез «Малая Инья» представлен двумя обнажениями № 444 и 445. Обнажение № 444 находится на правом берегу р. Берёзовой в 35 км севернее пос. Вая, а обнажение № 445 – на левом берегу реки. Они располагаются в стратиграфической последовательности: первое характеризует собой нижнюю часть разреза, второе – верхнюю, и представляют собой скальные выходы высотой 20-25 м протяжённостью 380 м. Между ними находится значительный по мощности интервал, лишённый обнажённости (рисунок). Послойно разрез описан летом 1978 г. группой сотрудников кафедры ГИП Пермского политехнического института под руководством О.А. Щербакова.

Описание пород в шлифах выполнено В.И.Дурникиным, определение фораминифер произведено Р.А.Лядовой и О.Е.Кочневой. Водоросли изучены П.М.Китаевым (только в обнажении № 444), брахиоподы – Н.А.Кучевой.

Расчленение разреза выполнено в соответствии с ныне действующей стратиграфической схемой Урала 1992 г. (Стратиграфические..., 1993).

*Каменноугольная система
Нижний отдел
Визейский ярус
Верхневизейский подъярус
Тульский горизонт
(обн.№ 444, слои 1-6)*