

УДК 550.834 (470.53)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ (КИН) ВИЗЕЙСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

И. А. АКИМОВ

(ООО ЛУКОЙЛ-Пермь)

Построен ряд статистических моделей для определения конечной нефтеотдачи визейских терригенных объектов разработки. Исследована «работоспособность» этих моделей, которая позволяет получить алгоритм расчета КИН.

Одной из методик, длительно применяемых на практике, является расчет КИН в программе «КИНГ», созданной по статистическим зависимостям для Урало-Поволжского нефтегазоносного района [1].

В 1972 г. во ВНИИ проведено статистическое обобщение данных по нефтеотдаче залежей различных нефтедобывающих районов. Результаты обобщения были представлены в виде зависимостей нефтеотдачи от относительной вязкости нефти и проницаемости. В результате на основе этой статистической информации с добавлением еще ряда показателей получена функциональная зависимость конечной нефтеотдачи [2].

Другой предлагаемой методикой оценки конечной нефтеотдачи терригенных коллекторов является разработанная в институте ПермНИПИнефть методика экспресс-оценки КИН [3].

$КИН_{МАРТОС}$ рассчитан по методике Мартоса [2] с учетом плотности сетки скважин и рекомендован компанией «Miller and Lents, Ltd.».

Для месторождений Пермского края компанией «Miller and Lents, Ltd.» предложен ряд формул, составленных в American Petroleum Institute – API [4]. Выполнен расчет по методике API для залежей с водонапорным режимом ($КИН_{API_ВН}$) и для залежей с естественным режимом ($КИН_{API_Е}$).

Еще одной рекомендуемой методикой «Miller and Lents, Ltd.» для Пермского региона является расчет KIN_{HPV} , который производят исходя из нефтенасыщенного объема и коэффициента подвижности [4].

Значения KIN_{PEEP} рассчитаны в программном продукте РЕЕР [5].

В табл. 1 приведены соотношения значений проектного $KIN_{ГР}$ и модельных KIN_M , рассчитанных по методикам, приведенным в работах [1–5].

Таблица 1

Соотношение значений $KIN_{ГР}$ и KIN_M

Методика	n	Средние знач.		Уравнение регрессии	r
		$KIN_{ГР}$	KIN_M		
КИНГ	133	0,419	0,292	$KIN_{ГР}=0,056+1,246KIN_{КИНГ}$	0,45
ВНИИ	133	0,419	0,730	$KIN_{ГР}=0,211+0,285KIN_{ВНИИ}$	0,30
НИПИ	90	0,451	0,402	$KIN_{ГР}=0,258+0,480KIN_{НИПИ}$	0,39
$KIN_{МАРТОС}$	116	0,429	0,318	$KIN_{ГР}=0,364+0,202KIN_{МАРТОС}$	0,23
KIN_{API_BH}	90	0,451	0,524	$KIN_{ГР}=0,228+0,426KIN_{API_BH}$	0,30
KIN_{API_E}	43	0,351	0,101	$KIN_{ГР}=0,315+0,366KIN_{API_E}$	0,05
KIN_{HPV}	133	0,419	0,011	$KIN_{ГР}=0,398+1,855KIN_{HPV}$	0,24
KIN_{PEEP}	94	0,421	0,517	$KIN_{ГР}=0,329+0,179KIN_{PEEP}$	0,30

Сопоставление значений $KIN_{ГР}$ и KIN_M говорит о том, что разработанные ранее методики прогноза КИН устарели, о чем свидетельствует слабая корреляция.

Построение статистических моделей для определения КИН визейских терригенных залежей выполнено по 229 объектам разработки.

Если сопоставить значения $KIN_{ГР}$ с текущими KIN_T для визейских объектов, то значение коэффициента корреляции $r = 0,604$ ($t_p > t_t$). Выполненный анализ корреляционного поля показывает, что оно очень неоднородно, особенно при выработке менее 50.

Для обоснования количества объектов разработки (n), по которым будет строиться математическая модель, выдвинем два условия. Первое заключается в том, что при доверительной вероятности 0,95 средние значения KIN_T и $KIN_{ГР}$ статистически не различны, второе – что между ними существует значимая корреляционная связь. Для данного обоснования дополнительно был привлечен критерий – степень выработанности запасов ($B, \%$). Выполненный анализ показал, что

данным условиям удовлетворяют 74 объекта разработки с $B \geq 69 \%$. По этим данным построена следующая модель:

$$\text{КИН}_M^1 = -0,3039 + 0,009h_H + 0,854K_H + 0,0234C_{II} - 0,044S_{ВНЗ} - \\ - 0,0222dP - 0,00004S_{HЭ}; R = 0,723; F_P/F_T = 12,21;$$

где h_H – средневзвешенная эффективная нефтенасыщ. толщина, м; K_H – коэффициент нефтенасыщ., д.е.; C_{II} – содержание парафина в нефти, %; $S_{ВНЗ}$ – доля водонефтяной зоны пласта, д.е.; dP – разница между пластовым давлением и давлением насыщения, МПа; $S_{HЭ}$ – площадь нефтеносности, приходящаяся на одну эксплуатационную скв., тыс.м²/скв.

По этой модели выполнены расчеты по 154 объектам, удовлетворяющим интервалам варьирования использованных показателей.

Анализ корреляционного поля показал, что наблюдается различие в соотношении между КИН_{II} и КИН_M для объектов, разрабатываемых с системой поддержания пластового давления (ППД) и без неё. Поэтому построим модели определения КИН отдельно, в зависимости от системы разработки.

Обоснование количества объектов разработки для построения статистических моделей выполнено по тому же, что и ранее принципу. Для построения модели можно использовать 51 объект при $B \geq 75 \%$. Для объектов, разрабатываемых с ППД, предлагается следующая модель:

$$\text{КИН}_M^2 = -0,3245 + 0,0095h_H + 0,892K_H - 0,0547S_{ВНЗ} - \\ - 0,003\mu + 0,0144C_{II} - 0,0099dP - 0,00001S_{HЭ}; R = 0,682; F_P/F_T = 5,34;$$

где μ – вязкость пластовой нефти, мПа·с.

По модели были вычислены значения КИН_M^2 для тех объектов разработки, которые находятся в диапазонах изменения используемых показателей. Количество объектов, удовлетворяющих этим условиям, составило 76. Связь между КИН_{II} и КИН_M^2 по данным объектам разработки является статистически значимой ($r = 0,591$, $t_p > t_t$). Соотношение значений между КИН_{II} и КИН_M^2 для объектов, по которым строилась модель, и остальным 25 объектам разработки представляет единое поле корреляции.

Из 126 объектов, разрабатываемых на естественном режиме, согласно разработанному принципу могут быть использованы только 26 при $B \geq 57 \%$. На основании этих данных построена следующая модель:

$$\text{КИН}_M^3 = -0,1959 + 0,267K_{ПЕСЧ} + 0,586K_H + 0,0285C_{II} - 0,3058K_{II}/\mu - \\ - 0,0581S_{ВНЗ} - 0,0187dP; R = 0,632; F_P/F_T = 2,11;$$

где $K_{ПЕСЧ}$ – песчанистость разреза, д.е.; K_{II} – проницаемость, мкм².

По построенной модели были вычислены значения KIN_M^3 по тем объектам разработки, которые находятся в диапазонах изменения используемых показателей. Количество объектов, удовлетворяющих этим условиям, – 40. Для данного варианта эталонные данные слабо увязываются с прогнозными. Это обусловлено тем, что при построении модели для определения KIN_M^3 использовалось недостаточное количество данных.

На величину модельного $KIN_M^{1,2,3}$ оказывают значительное влияние как свойства нефтей, так и свойства коллекторов, которые закономерно изменяются в пределах исследуемой территории [7]. Для учета этого влияния выполним районирование территории по использованным в моделях $KIN_M^{1,2,3}$ показателям (рис. 1). Для районирования используется метод линейных дискриминантных функций [9]. Возможность применения данного метода для решения подобных задач показана в работе [8].



Рис. 1. Схема районирования территории по свойствам нефтей и коллекторов для моделирования КИН

С учетом выполненного районирования построим модели для определения KIN_M , приведенные в табл. 2. Для более полной оценки «работоспособности» используемых моделей для определения KIN_M с учетом выполненного районирования построим модели не только по всем обучаемым и прогнозным объектам, но и с учетом наличия или отсутствия ППД (см. табл. 2).

Таблица 2

Модели для определения KIN_M^{4-10}

Область применения	Модель	Хар-ки модели			
		R_O	N_O	$R_{ГР}$	$N_{ГР}$
Гр. I	$KIN_M^4 = -0,052 + 2,7536K_{II} + 0,0075h_H$	0,81	7	0,67	10
Гр. II	$KIN_M^5 = 0,028 + 0,014h_H + 0,375K_H + 0,0176C_{II} - 0,0128dP$	0,69	37	0,63	82
Гр. II с ППД	$KIN_M^6 = 0,387 + 0,0010h_H + 0,0124C_{II} - 0,0039\mu$	0,73	27	0,63	43
Гр. II без ППД	$KIN_M^7 = 0,397 + 0,02320h_H - 0,0104C_{CA}$	0,77	13	0,36	44
Гр. III	$KIN_M^8 = 0,188 + 0,0011\Gamma_{ГР} + 1,7629K_{II} + 0,2709K_{ГЕСЧ} - 0,037dP - 0,1520S_{ВНЗ}$	0,87	44	0,69	78
Гр. III с ППД	$KIN_M^9 = -0,209 + 4,0278K_{II} + 0,0007\Gamma_{ГР} - 0,0331dP$	0,85	28	0,81	33
Гр. III без ППД	$KIN_M^{10} = 1,425 - 2,5848p + 1,2152K_H + 0,4439K_{ГЕСЧ}$	0,81	18	0,52	46

Наилучшим образом «работают» модели, построенные при $N_O > 20$. Это показывает, что в случаях, когда модели KIN_M строятся на ограниченном объеме данных, будут наблюдаться ошибки. Это связано с тем, что ограниченное количество данных, используемое для построения модели, не в полной мере описывает все многообразие влияний показателей на КИН.

Для учета изменения свойств пластов и нефтей по разрезу рассмотрим возможность построения моделей в зависимости от входящих в объекты разработки пластов. Модели KIN_M по пластам приведены в табл. 3.

Количество объектов разработки, используемых для построения статистических моделей (N_O), тесно коррелирует с количеством всех объектов разработки ($N_{ГР}$), по которым выполнены расчеты $r = 0,92$, а значения коэффициентов корреляции R_O (при N_O) и $R_{ГР}$ (при $N_{ГР}$)

коррелируют слабо ($r = 0,12$). Сравнение значений R_O и $R_{ГР}$ показывает, что они сильно различаются, в основном, в тех случаях, когда уравнение регрессии для определения модельного КИН строилось по ограниченному числу объектов разработки. При построении моделей для определения $КИН_M$ при $N_O < 20$ не удастся учесть все особенности влияния показателей на КИН.

Таблица 3

Модели для определения $КИН_M^{11-18}$

Область применения	Модель	Хар-ки модели			
		R_O	N_O	$R_{ГР}$	$N_{ГР}$
Тл объекты	$КИН_M^{11} = -0,2105 + 0,0386h_H + 0,5479K_H + 0,0210C_{II} - 0,0114dP - 0,0001S_{ГР}$	0,72	30	0,59	48
Тл с ППД	$КИН_M^{12} = 0,1508 + 0,0316C_{II} + 0,0341h_H$	0,90	13	0,84	16
Тл без ППД	$КИН_M^{13} = 0,0885 - 0,0063\mu + 0,2825K_H + 0,0039Q_H$	0,62	20	0,49	40
Бб объекты	$КИН_M^{14} = 0,4713 - 0,1741S_{ВНЗ} + 0,0178C_{II}$	0,80	10	0,50	37
Тл-Бб	$КИН_M^{15} = -0,2044 + 0,0073h_H + 0,6016K_H + 0,0281C_{II} - 0,0193dP + 0,1407K_{ГРЭСЧ}$	0,68	34	0,65	50
Тл-Бб с ППД	$КИН_M^{16} = 0,046 + 0,0097h_H + 1,6417K_{II} + 0,0302C_{II} - 0,0183dP$	0,69	32	0,67	40
Мл объекты	$КИН_M^{17} = -0,5621 + 0,000009V_{ЗАД} + 1,0432K_H$	0,89	10	0,22	16
Тл-Бб-Мл с ППД	$КИН_M^{18} = -1,9241 + 2,3486K_H + 1,9170K_{II}$	0,84	8	0,28	14

Для определения влияния степени дифференциации объектов, на достоверность определения КИН, сгруппируем полученные в результате статистического анализа модели: $КИН_M^I$ – все объекты, $КИН_M^{II}$ – с ППД и без ППД, $КИН_M^{III}$ – в зависимости от территориального районирования, $КИН_M^{IV}$ – с учетом районирования и системы разработки, $КИН_M^V$ – в зависимости от входящих в объект разработки пластов, $КИН_M^{VI}$ – в зависимости от входящих в объект разработки пластов и системы разработки.

Для оценки наиболее значимых вариантов построим суммарную модель для определения КИН с помощью пошагового регрессионного анализа:

$$КИН_M^K = -0,0762 + 0,6716КИН_M^{IV} + 0,5259КИН_M^{VI}; R = 0,899.$$

На рис. 2 приведены корреляционные поля между всеми рассматриваемыми вариантами значений KIN_M . Сравнение корреляционных полей показывает, что наиболее тесная связь между KIN_{IP} и KIN_M имеется для варианта IV, что и определило его включение в комплексную модель. Гистограммы KIN_{IP} и KIN_M^{VI} наиболее близки по виду.

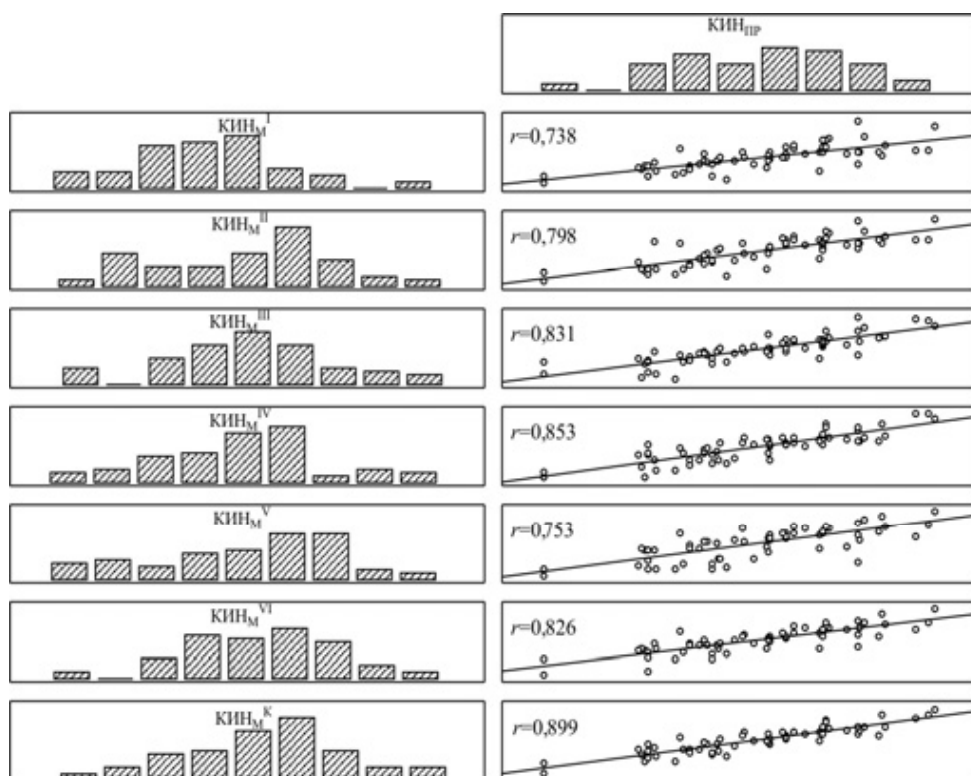


Рис. 2. Гистограммы и поля корреляции значений KIN_{IP} и $KIN_M^{I-VI, K}$

Для избежания просчетов при определении KIN_M по рассматриваемым вариантам необходимо проанализировать рассчитанные значения KIN_M не только с учетом литологии и ППД, но и проверить, не является ли полученное значение аномальным в пределах зоны районирования.

Вышеизложенное показывает, что построение моделей для определения КИН необходимо выполнять по более дифференцированным моделям, с обязательным условием обоснования количества объектов, по которым строились эти модели.

Анализ построенных моделей показывает, что лучше «работают» модели, построенные для объектов, разрабатываемых с системой ППД.

Весь изложенный в данной работе анализ «работоспособности» построенных моделей для определения $KИН_M$ доказывает, что их можно применять на стадии промышленной разведки и первого подсчета запасов, а также для прогноза, оценки и контроля за значениями КИН, полученных по другим моделям.

Список литературы

1. Программа расчета КИН. КИВЦ ОПН, Пермь, 1988.
2. РД 39-0147035-214-86 Методическое руководство по расчёту коэффициента извлечения нефти из недр. – М., 1986. – 254 с.
3. Савич А.И. Оценка коэффициента извлечения нефти на стадии промышленной разведки и первого подсчёта запасов залежей при заводнении / А.И. Савич // Вопросы освоения нефтяных залежей Пермского Приуралья в усложненных горно-геологических условиях. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – С. 9–13.
4. Разработка системы управления запасами на основе их структурирования с учетом эффективности их разработки / ПермНИПИнефть. – Пермь, 2005.
5. Методические рекомендации по выполнению аудита запасов с использованием программных продуктов Merak (Peep). – М., Schlumberger, 2001.
6. Галкин В.И. О связи текущего коэффициента извлечения нефти ($KИН_T$) с некоторыми геолого-технологическими характеристиками объектов, находящихся на завершающей стадии разработки / В.И. Галкин, И.А. Акимов // Проблемы геологии и разработки нефтяных залежей Пермского Прикамья / ПермНИПИнефть. – Пермь, 2006. – С. 20–26.
7. Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья / А.З. Коблова [и др.] // Каталог физико-химических свойств. – Вып. III. – Пермь, КАМНИИКИГС, 1989. – 685 с.
8. Галкин В.И. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазонасности локальных структур / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.В. Галкин. – Екатеринбург, УрО РАН, 2001. – 277 с.
9. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / Дэвис Дж. С. – М., 1990. – кн. 1 – 319 с., кн. 2. – 426 с.