УДК 332.143

Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета
в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, e-mail: gza96@yandex.ru

Р. А. Гарифуллин

Башкирский государственный медицинский университет, Уфа, Республика
Башкортостан

ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В АНАЛИЗЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАЛЕНДАРНОГО ВРЕМЕНИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН

Ключевые слова: скважина, действующий фонд, статистическая модель, календарное время, способ эксплуатации.

Скважины в процессе эксплуатации требуют периодических остановок для проведения ремонтных работ и геолого-технических мероприятий с целью интенсификации притока нефти и газа. В анализе использования действующего фонда скважин во времени определенный интерес вызывают простои скважин, которые характеризуют интенсивность их использования (выраженную коэффициентом эксплуатации), общий объем добычи нефти и потери в добыче нефти.

Эффективное управление нефтедобычей основывается на достоверном информационном обеспечении, однако существующая система учета добываемой продукции приводит к искажению реальных потерь и невозможности точного определения их фактической величины [1].

Значение экономико-математических методов чрезвычайно велико при выборе оптимального варианта решения экономических задач. Большинство задач планирования, как правило, многовариантно. Поиск наиболее эффективного решения путем прямого перебора всех возможных вариантов требует огромных трудовых затрат, иногда практически неосуществимых. [2]. Для решения этой проблемы в работе предлагается применить статистическую модель по определению потерь нефти за счет тех или иных простоев скважин. Использование разработанных рекомендаций в производстве обеспечивает возможность полного учета всех возникающих при добыче нефти потерь.

R. R. Stepanova, Z. A. Garifullina

Ufa State Petroleum Technical University, Oktyabrsky Branch, e-mail: gza96@yandex.ru

R. A. Garifullin

Bashkir State Medical University, Ufa

STATISTICAL MODEL EMPLOYMENT IN CALENDAR TIME OF THE PRODUCING WELL STOCK ANALYSIS

Keywords: well, operative stock, statistical model, calendar time, operating technique.

Wells during their operation require periodic shutdowns for repair work and well interventions in order to intensify oil and gas influx. In the analysis of the producing well stock utilization over time, the downtime of the wells is of great interest, as it characterizes the intensity of their employment (expressed by the operating factor), the total volume of oil production and losses in oil production.

Effective oil production management is based on reliable information support, however, the existing extracted products accounting system leads to a distortion of real losses and the inability to accurately determine their actual value [1].

The value of economic and mathematical methods is extremely great when choosing the best option for economic problems solving. Most planning tasks are usually multivariate. The search for the most effective solution by direct enumeration of all possible options requires enormous labour costs, and this sometimes is practically impossible. [2]. To solve this problem, it is proposed to apply a statistical model to determine oil losses due to various well downtimes. Using the developed recommendations in production provides the ability to fully account for all losses arising from oil production.

Введение

Процесс разработки нефтяных месторождений сопровождается ежегодным падением дебитов действующих скважин на 10–15 %. Для сохранения

добычи на прежнем уровне (по оценке специалистов, 300 млн тонн в год) необходимо ежегодно увеличивать мощности на 30–40 млн т. Отчасти решить эту проблему позволит рациональное

использование ресурсов как в процессе непосредственной добычи (максимально возможное извлечение), так и в процессе организации производства, то есть – сокращение потерь.

Компетентно организованный учет потерь нефти в процессе добычи даст возможность получить полную систематизированную информацию и, предварительно проанализировав ее, принять соответствующее управленческое решение, позволяющее сократить потери нефти [1, 3].

Процесс проникновения математики в экономику, организацию и планирование производства разворачивается интенсивно во всем мире. Существуют школы математических методов в США, Франции, ФРГ, Англии и в некоторых других странах. В условиях рыночной экономики перед предприятиями различных организационно-правовых форм возникает проблема выбора оптимального варианта управленческого решения. Нахождение оптимального или рационального решения наиболее коротким или наименее трудоемким путем выполнимо на основе использования экономико-математических методов [4].

В работе предлагается использовать статистическую модель для проведения анализа использования календарного времени действующего фонда скважин по способам эксплуатации.

Цель исследования

Известно, что потери в добыче нефти зависят от продолжительности простоев скважин, которые вызваны целым рядом объективных и субъективных причин. Просто знать причину простоя скважин недостаточно. Для рационального и эффективного использования фонда скважин необходимо знать продолжительность простоев, величину потерь добычи нефти за счет этих простоев.

Материал и методы исследования

Применение статистической модели в анализе использования действующего фонда скважин позволяет достаточно точно и достоверно установить в каждом из случаев величину потерь добычи нефти. Для того, чтобы определить объемы потерь в зависимости от характера простоев, нужно получить расчетным

путем коэффициенты, отражающие продолжительность простоев по видам.

Результаты исследования и их обсуждение

Работу скважин каждого способа эксплуатации можно изобразить схематично: скважина в работе – скважина в простое – скважина в работе, следовательно, ее работу во времени можно отнести к циклическому процессу [5, 6].

Основным исходным параметром, характеризующим состояние системы в циклическом процессе, является $\bar{t}_i$ – среднее время пребывания системы в i -м состоянии. Допускаем, что одна действующая скважина при построении модели является системой, принимающей множество состояний циклично, тогда действующий фонд скважин составляет множество таких систем.

Следовательно, работу всего фонда скважин можно описать работой одной скважины, для чего необходимо параметры $\bar{t}_i$ пересчитать в расчете на одну скважину.

Все виды простоев можно сгруппировать по четырем основным признакам [7]:

1. Простои, связанные с ремонтными работами.
2. Простои, связанные с исследовательскими работами.
3. Простои организационного характера.
4. Простои, связанные с аварийными ситуациями.

В табл. 1 приведены простои скважин в процентах к общим простоям по способам эксплуатации по условному нефтегазодобывающему предприятию (НГДУ).

Приведенные данные свидетельствуют о том, что наибольший удельный вес в общих простоях скважин занимают простои организационного характера. По цеху 1 они составляют 59%, по цеху 2 – 43% и по цеху 3 – 57%. Это вызвано недостаточной организацией труда и производства и является основным резервом увеличения добычи нефти в НГДУ.

Исследовательские работы занимают незначительный удельный вес: соответственно 2, 3 и 1% общих простоев.

Таблица 1

Простои скважин по способам эксплуатации

Наименование простоев	Цех 1	Цех 2	Цех 3
1. Простои, связанные с ремонтными работами	20	41	36
2. Простои, связанные с исследовательскими работами.	2	3	1
3. Простои организационного характера.	59	43	57
4. Простои, связанные с аварийными ситуациями.	19	13	6
	100	100	100

Таблица 2

Классификация простоев в расчёте на одну скважину (в час)

Наименование простоев	НГДУ	В том числе		
		Цех 1	Цех 2	Цех 3
Всего простоев в том числе:	708,99	693,53	450,40	969,76
Ремонтные работы.	242,5	140,09	186,76	356,54
а) подземный ремонт	165,28	73,44	119,95	262,55
б) капитальный ремонт	48,57	48,48	48,60	45,09
в) ремонт наземного оборудования	28,64	18,18	18,21	46,41
Исследовательские работы.	13,92	13,90	13,94	13,93
Простои организационного характера:	377,36	408,28	191,46	555,33
а) ожидание ПРС	298,85	249,97	151,05	483,89
б) ожидание КРС	23,42	23,38	23,45	23,43
в) отсутствие подачи	48,92	131,15	16,96	40,03
г) остановлена РГТИ	0,78	—	—	2,05
д) ожидание ремонта наземного оборудования	5,36	3,78	3,7	7,98
Простои, вызванные аварийными ситуациями:	75,21	131,26	58,24	63,96
а) забита выкидная линия	46,5	105,24	32,14	31,01
б) порыв выкидной линии	26,07	26,03	26,09	26,07
в) отключение электроэнергии	2,07	—	—	5,07
г) порыв кабеля	0,57	—	—	1,49

В табл. 2 приводится расшифровка наиболее характерных причин простоев в расчете на одну скважину.

Как было отмечено, каждое из i -х состояний характеризуется средним временем пребывания системы в этом состоянии. Для решения модели составляются уравнения предельных вероятностей, которые имеют тривиальный вид:

$$\begin{aligned} \frac{1}{t_1} P_1 &= \frac{1}{t_2} P_2; \\ \frac{1}{t_2} P_2 &= \frac{1}{t_3} P_3; \\ \frac{1}{t_{n-1}} P_{n-1} &= \frac{1}{t_n} P_n, \end{aligned} \quad (1)$$

и нормировочное условие

$$P_1 + P_2 + \dots + P_n = 1, \quad (2)$$

где $\bar{t}_i$ – среднее время пребывания скважины в работе; $\bar{t}_2, \dots, n$ – среднее время пребывания скважины в каком-либо простое; P_1 – предельная вероятность нахождения в работе; $P_2, \dots, n$ – предельная вероятность нахождения скважины в каком-либо простое.

Выражая P_n в формуле (1) через P_1 и подставляя в формулу (2), получим формулы для вычисления вероятностей предельных состояний:

$$\begin{aligned} P_1 &= \frac{\bar{t}_1}{\bar{t}_1 + \bar{t}_2 + \dots + \bar{t}_n}; \\ P_2 &= \frac{\bar{t}_2}{\bar{t}_1 + \bar{t}_2 + \dots + \bar{t}_n}; \\ P_n &= \frac{\bar{t}_n}{\bar{t}_1 + \bar{t}_2 + \dots + \bar{t}_n}. \end{aligned} \quad (3)$$

Для определения объемов добычи жидкости и потерь в единицу времени рекомендуются следующие формулы:

$$Q_{\text{ж}}^i = P_1^i \cdot n^i \cdot q_{\text{ж}}^i \cdot 365; \quad (4)$$

$$\Pi_{\text{ж}_k}^i = P_k^i \cdot n^i \cdot q_{\text{ж}}^i \cdot 365. \quad (5)$$

Суммарный объем потерь жидкости определяется по формуле:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{n=1}^m (\Pi_{\text{ж}_k}^i)_i = \sum_{i=1}^m \left(n^i \cdot q_{\text{ж}}^i \cdot 365 \sum_{k=1}^n P_k^i \right), \quad (6)$$

где $Q_{\text{ж}}^i$ – объем добычи жидкости i -м способом; n^i – число скважин i -го цеха; $q_{\text{ж}}^i$ – среднесуточный дебит одной скважины по жидкости i -го цеха; $\Pi_{\text{ж}_k}^i$ – потери добычи жидкости i -го цеха по k -й причине простоя; m – количество цехов.

Для определения объема добычи жидкости и потерь в табл. 3 приведены основные показатели фонда скважин по цехам.

Выводы

Результаты расчета предельных вероятностей состояний скважин приведены в табл. 4.

Таблица 3

Производственные показатели деятельности

Наименование показателей	Всего	Цех 1	Цех 2	Цех 3
Среднедействующий фонд скважин, скв.	336	68	139	129
Среднесуточный дебит жидкости, т	48	54,2	63,8	26,3
Коэффициент эксплуатации	0,918	0,921	0,947	0,885

Таблица 4

Результаты расчета предельных вероятностей состояний скважин

Наименования состояния системы	Цех 1		Цех 2		Цех 3	
	P_i	Добыча (+), т Потери (–), т	P_i	Добыча (+), т Потери (–), т	P_i	Добыча (+), т Потери (–), т
Скважина работает	0,9204	1238161	0,9473	3066307	0,8856	1096666
ПРС	0,0085	–11435	0,0139	–44992	0,0303	–37517
КРС	0,0055	–7399	0,0056	–18122	0,0052	–6436
Ремонт наземного оборудования	0,0020	–2690	0,0021	–6793	0,0052	–6436
Исследовательские работы	0,0015	–2018	0,0016	–5175	0,0016	–1978
Ожидание ПРС	0,0286	–38473	0,0175	–56646	0,0565	–69964
Ожидание КРС	0,0026	–3497	0,0027	–8737	0,0027	–3343
Отсутствие подачи	0,0155	–20851	0,0019	–6149	0,0046	–5693
Остановлена РГТИ	–	–	–	–	0,0002	–243
Ожидание ремонта наземного оборудования	0,0004	–536	0,0004	–1294	0,0009	–1111
Забита выкидная линия	0,0120	–16143	0,0040	–12498	0,0035	–4332
Прорыв выкидной линии	0,0029	–3899	0,0030	–9711	0,0030	–3715
Отключение электроэнергии	–	–	–	–	0,0006	–739
Прорыв кабеля	–	–	–	–	0,0001	–122
Итого потерь в год		–106941		–170567		–141629
Всего потерь в год по НГДУ		–419137				

Оказалось, что предельная вероятность состояния работающей скважины равна коэффициенту эксплуатации. По данным табл. 3 и 4 находим, что скважины цеха 1 составляют 20,2 % действующего фонда НГДУ, а потери жидкости по причине простоев составляют 25,5 % общего объема потерь НГДУ, цеха 2 – соответственно 41,4 и 40,7 %, цеха 3 – 38,4 и 33,8 %.

Общие потери составляют 7,8 % всего объема извлеченной жидкости, в том числе по цеху 1 – 8,6 %, по цеху 2 – 5,6 % и цеху 3 – 12,9 % объема добычи жидкости соответственно.

Необходимо отметить, что объем добычи жидкости, полученный расчетным путем с применением статистической модели (5401 тыс. т), имеет незначительные отклонения (71 тыс. т) от фактических данных (5330 тыс. т), в том числе по цеху 1 отклонения составляют 7 тыс. т. жидкости, цеху 2 – 49 тыс. т. и цеху 3 – 15 тыс. т.

Расчетные данные имеют отклонения от фактических данных 1,1 %. Это говорит о том, что, пользуясь данной методикой анализа, можно с достаточной точностью определить потери нефти за счет тех или иных простоев скважин.

Библиографический список

1. Токмакова Елена Геннадьевна. Учет потерь при добыче нефти: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.12: СПб., 2003. 234 с.
2. Планирование на предприятии нефтяной и газовой промышленности: учеб. пособие / А.В. Павловская. Ухта: УГТУ, 2010. 208 с.
3. Шарафутдинова Л.А. Основы планирования производственной программы нефтегазодобывающего предприятия // Материалы XIV Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием) студентов, аспирантов, учёных, педагогических работников и специалистов-практиков, посвященной 35-летию филиала Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске. 2016. С. 237–241.
4. Организация производства на предприятиях нефтедобывающего комплекса. Практикум: учебное пособие / В.В. Пленкина, Е.М. Дебердиева, И.В. Осинская. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. 124 с.
5. Основы экономической деятельности предприятия: учеб. пособие / Р.Р. Степанова, З.А. Гарифуллина. Уфа: УГНТУ, 2014. 80 с.
6. Хламушкин И.К., Гарифуллина З.А. Эффективность использования действующего фонда нефтедобывающих скважин // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015 Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах. 2015. С. 252–257.
7. Хламушкин И.К., Гарифуллина З.А., Габзалилова А.Х., Хуснутдинова Р.Р. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 1 (95). С. 21–25.
8. Бакиров Д.Л., Степанов Р.Р., Ковалев В.Н., Шурупов А.М., Хатмуллин М.М., Фаттахов И.Г. Технология крепления скважин с натяжением колонны обсадных труб в процессе их цементирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 9. С. 50–56.
9. Кадыров Р.Р., Сахапова А.К., Амерханова С.И., Сотников Д.В., Фаттахов И.Г. Технологии крепления скважин и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн с использованием синтетических смол // Инженер-нефтяник. 2015. № 4. С. 23–29.
10. Кадыров Р.Р., Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Хасанова Д.К., Фаттахов И.Г. Ограничение притока пластовых вод в терригенных и карбонатных коллекторах // Территория Нефтегаз. 2017. № 5. С. 48–56.
11. Кадыров Р.Р., Сахапова А.К., Хасанова Д.К., Жиркеев А.С., Патлай А.В., Фаттахов И.Г. Способ приготовления тампонажного состава для ремонтно-изоляционных работ // Патент РФ № 2485285. Патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. 2013. Бюл. № 24.
12. Кадыров Р.Р., Фаттахов И.Г., Губайдулин Ф.Р., Фаттахов Р.Б., Хасанова Д.К. Способ разработки нефтяного месторождения // Патент РФ № 2530948. Патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. 2014. Бюл. № 22.