

$$\Delta \sum_{i=1}^k I_{a,i} = \sum_{i=1}^k I_{к,б} + \sum_{i=1}^k l_c (n_i - m_i). \quad (8)$$

Анализ формулы (8) показывает, что рациональными являются схемы, в которых для каждого уступа число съездов, уложенных поступательно в направлении забойного тупика, оказывается большим, чем в противоположенном направлении. Поэтому необходимо стремиться к увеличению значения этого слагаемого. Увеличение числа n_i приводит к увеличению протяженности конструктивного борта. В условиях рудных карьеров число n должно иметь значение 4-5 и более. С увеличением протяженности борта появляется возможность в большей степени сокращать значение m_i для каждого уступа за счет проходки однопутных съездов от вышележащих постов в направлении рабочей зоны уступа. Эффективные ресурсосберегающие схемы должны давать возможность минимизации числа m_i , поскольку для каждого уступа оно означает увеличение протяженности забойного пути на соответствующее число съездов.

Схемы вскрытия и путевого развития карьера должны формироваться так, чтобы обеспечивали движение поездов по кратчайшему расстоянию на нижние горизонты, но при этом число съездов на конструктивном борту, пройденных в направлении рабочей зоны каждого уступа, должно быть максимально возможным.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ржевский В.В.* Открытые горные работы. - М.: Недра, 1985.-549с.
2. *Б.Р.Ракишев, Е.А.Фиопит.* Оценка ресурсосберегающих свойств схем путевого развития карьеров. Горный журнал Казахстана. №11, Алматы, 2009, 10-13с.

Резюме

Кеніштер жолдарын дамыту және ашу сыбанұсқаларын қалыптастырғанда қорлардың шығындалуын азайту мүмкіндігі анықталды. Жұмыс аймағы жағына бағытталған тораптардың темір жол кертпештеріне қазба жол бөлімдер ұзақтылығының бөлігін орналастырады. Бұл кеніштегі темір жол ұзақтылығын қысқартуға, көліктік бермдер ұзақтылығының бір бөлігін сақтандырушы бөлікке ауыстыруға мүмкіндік береді.

Summary

The possibility of the expense recourses reduction while forming of schemes of revelation and mine track development is determined. The railways on the joints, directed towards the ledges of the working zone substitute the part of the face length. It allows to cut the length of railway tracks in the mine; to change the part of length of transport berms for safety one.

Ключевые слова: quarry, mined rock, working zone, pit wall, railway transport, stripping schemes, track development schemes, resource-saving

Казахский национальный технический университет им. К.И.Сатпаева

Поступило 16.11.2009 г.

УДК 622.276.044

А.Г. Гусманова

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ЭВОЛЮЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Раннее диагностирование состояния системы (выделение газа, потеря устойчивости фронта вытеснения, вторжение воды в нефтяную зону и т.д.) является определяющим при выборе оптимальных вариантов разработки и доработки месторождений.

Для решения такого рода задач, практический интерес представляет изыскание методов, позволяющих, по имеющейся промышленной информации (кривые восстановления давления, значения

дебитов скважин месторождения), производить как диагностирование состояния залежи, так и прогнозирование текущей и конечной углеводородоотдачи пласта.

В настоящее время прогнозные оценки углеводородоотдачи пласта осуществляются на основе экстраполяции регрессионных моделей, полученных путем аппроксимации динамических рядов данных по добычи углеводородов.

Надежность же экстраполяционного прогноза в существенной мере зависит от времени упреждения и точности выбора модели, описывающей тенденцию развития динамического ряда.

При этом, удовлетворительные прогнозы, как правило, получаются лишь при кратковременной экстраполяции, так как, из-за влияния большого числа факторов, динамические ряды могут периодически менять характер поведения во времени, что в свою очередь может менять как коэффициенты модели, так и саму аппроксимирующую модель за счет скачков или смены знака показателя степени.

Скачок (разрыв первого рода) неразрывно связан с производной и трактуется как резкий переход от стадии эволюционного изменения старого качества системы к новому, после которого полностью меняется характер развития процесса, в то время как изменения знака показателя степени истолковывается как переход от роста системы к ее деградации (и наоборот), а изменение величины показателя без изменения знака как изменение темпов роста системы.

Поэтому одним из способов повышения надежности прогнозов может явиться применение математических моделей с гибкой структурой – в частности моделей, описывающих процесс эволюционного роста в сложных системах, к которым можно отнести и нефтяное месторождение.

Прогнозирующая эволюционная модель, используемая для описания реальных процессов, наряду с вышеотмеченным, должна удовлетворять некоторым общим требованиям, таким как способность гибко реагировать на изменения, происходящие в объекте прогнозирования, при одновременном осуществлении фильтрации помех и достаточная, для использования на практике, точность прогноза [1, 2].

Исследование сложной системы (сама нефтяная залежь) на основе эволюционного моделирования, неразрывно связана с исследованием простых подсистем, информация о которых поступает, в основном, посредством промысловых данных о кривых восстановления давления (КВД) и об изменении количества добываемых жидкости и нефти на эксплуатационных скважинах.

Под эволюционным процессом следует понимать всякий процесс изменения состояний в системе, которая еще не достигла установившегося (стационарного) состояния.

Стационарное состояние, понимаемое также в обобщенном смысле, характеризуется фиксированными значениями всех параметров состояния, фиксированной функцией распределения параметров состояния или же квазипериодическими колебаниями параметров состояния [1].

Эволюционное моделирование было достаточно успешно использовано при анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений [3, 4].

Однако, учитывая, что нефтяные залежи являются наиболее сложными системами из-за сложной геолого-геофизической структуры, особенностей в реологии нефтей (что особенно характерно для нефтей Западного Казахстана) и методов разработки и добычи (заводнение с различными добавками ПАВ и полимерными составляющими), то представляет важный практический интерес возможности использования эволюционного моделирования при разработке нефтяных месторождений.

В связи с вышеизложенным, ниже делается попытка использования эволюционного моделирования основных технологических показателей разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, с целью диагностирования состояния нефтяной залежи и прогнозирования пластового давления, а также текущей и конечной углеводородоотдачи пласта.

1. Существующая технологическая схема определения пластового давления на основе КВД, связана с остановками скважин от нескольких часов до нескольких суток, что на практике часто невозможно или нежелательно.

Поэтому изыскание методов прогноза, позволяющих оценивать пластовое давление на ранних участках кривых восстановления давления, представляет важный практический интерес.

Известно, что кривая восстановления давления представляет собой кривую, которая, монотонно возрастая во времени, выполаживаясь, стремится к своему конечному пределу – пластовому давлению.

Согласно [1], кривые указанного типа качественно можно описать решениями эволюционного дифференциального уравнения насыщения, которое в данном случае записывается как

$$f = A (1 - P)^a \tag{1}$$

где A и a - коэффициенты, которые при $a < 1$, $a > 1$ и $a = 1$ соответственно определяются как параболические, гиперболические или экспоненциальные зависимости P от времени наблюдения t .

Здесь $P = P_{квд}(t) - P_{квд}(0)$ является депрессией текущего и забойного давлений, $P_{квд}(0) - P_3$ - забойное давление, $P_{квд}(x) = P_{квд}^{пл}$ - пластовое давление, $P_{пл} = P_{квд}^{пл} - P_3$ максимальная депрессия, т.е. разность пластового и забойного давлений.

При $a=1$ решение (1), при начальном условии $P(0) = 0$, записывается в следующем виде:

$$P = P_{пл} [1 - \exp\{-At\}]. \tag{2}$$

С другой стороны, изменение P сопровождается ростом S - площади под КВД, где

$$S(t) = \int_0^t P(t) dt. \tag{3}$$

Если рассматривать рост $P_{пл}$ как процесс насыщения до своего максимального значения - пластового давления, с последующим сохранением этого значения при сколь угодно больших величинах t , то для рассматриваемой математической идеализации процесса роста давления, площадь S под КВД неограниченно возрастает, т.е. $S \rightarrow \infty$.

Из [3] известно, что процесс бесконечного роста качественно описывается решением эволюционного дифференциального уравнения

$$\frac{dS}{dt} = BS^\beta, \tag{4}$$

где B и β - коэффициенты, при значениях которых $\beta < 1$, $\beta > 1$ и $\beta = 1$ наблюдаются, соответственно, параболический, гиперболический или экспоненциальный рост величины S .

Последовательное логарифмирование и дифференцирование выражения (4), с учетом (3), приводит к

$$\frac{dP}{dt} = \beta \frac{P^2}{S}. \tag{5}$$

Приравняв правую часть (1) при $a=1$, к правой части (5) получим:

$$P = P_{пл} - \frac{\beta P^2}{A S}. \tag{6}$$

Как видно из последнего выражения значение P^2/S стремится к нулю, поскольку площадь под КВД S стремится к бесконечности, в то время как само значение P стремится к величине пластового давления, которая определяется как пересечение прямой (6) (в координатах $P - P^2/S$) с осью ординат P .

Таблица. Замеренные и расчетные значения пластовых давлений для скважин газовых и нефтяных месторождений

№	Граничные условия	Режим работы	P_3 , МПа	$P_{квд}^{пл}$, замер., МПа	$P_{квд}^{пл}$, расчет., МПа	Погрешность %
1	Бесконечный Газовый пласт	$T > 20t$	17,00	22,95	23,10	0,7
2	Бесконечный Газовый пласт	$T \leq 20t$	7,53	14,60	14,54	1,1
3	Ограниченный Газовый пласт	----	18,32	23,42	23,45	0,1
4	Скважина №138 Федоровского Нефтяного месторождения	----	1,20	6,34	6,44	1,6

• Технические науки

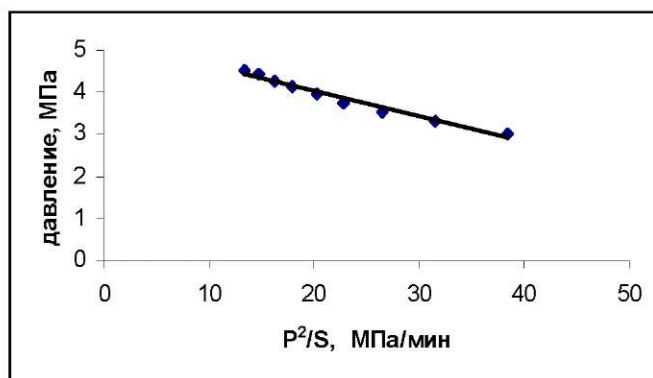


Рис. Кривая восстановления давления по скважине №138 Федоровского нефтяного месторождения

Апробация уравнения (6) производилась по данным КВД нефтяных и газовых скважин при соответствующих граничных условиях и забойных давлениях, которые приведены в таблице

Для иллюстрации предложенной методики, на рисунке приведены результаты обработки зависимости (6), характерной КВД для скважины №138 Федоровского нефтяного месторождения

На этом рисунке по пересечению прямой с осью ординат определялось значение предела депрессии $P_{пл}$, после чего по зависимости $P_{квод}^{пл} = P_{пл} + P_z$ находилось пластовое давление, которые приводятся в таблице.

По газовым скважинам обрабатывались данные с граничными условиями «ограниченный пласт с постоянным давлением на контуре» и «бесконечный пласт». В последнем случае рассмотрен режим работы скважины до остановки: $T \leq 20t$ и $T > 20t$, где T – время работы скважины до остановки.

Найденные значения пластовых давлений сведены в таблицу, где также приведены измеренные величины $P_{квод}^{пл}$ и величины относительной погрешности.

Из сравнения расчетных и измеренных пластовых давлений видно, что предложенная методика позволяет, без предварительного определения граничных и иных условий, как на контуре, так в зоне дренирования скважин, с удовлетворительной для практики точностью определять пластовое давление.

2. Как было отмечено выше, одним из способов повышения надежности прогноза углеводородоотдачи пласта может явиться применение математических моделей с гибкой структурой – в частности моделей, описывающих процесс роста общей (накопленной) добычи нефти $Q^* = \int Q(t)dt$ на реальных нефтяных месторождениях.

Преимущество такого типа моделирования может проявиться в том, что характер поведения накопленной добычи $Q^*(t)$, изменяясь для любой произвольной залежи, несет в себе информацию о конечной углеводородоотдаче пласта, т.е. монотонно возрастая во времени, кривая накопленной добычи, выполаживаясь, стремится к конечному (насыщенному) значению Q_0 , которое соответствует конечным извлекаемым запасам.

Поведение такого рода процессов может быть описано эволюционным дифференциальным уравнением насыщения следующего вида [1]

$$\frac{dQ^*(t)}{dt} = A[Q_0 - Q^*(t)]^\alpha,$$

где A, α – коэффициенты; t – текущее время.

Решения уравнения (7), в зависимости от значения α , описывают соответственно параболическое ($\alpha < 1$), гиперболическое ($\alpha > 1$) или экспоненциальное ($\alpha = 1$) насыщение $Q^*(t)$ до своего предельного значения Q_0 , и имеют следующий вид:

$$Q^*(t) = Q_0 - [(1 - \alpha)(C - At)]^{\frac{1}{1-\alpha}}, \quad \alpha \neq 1$$

$$Q^*(t) = Q_0 - C \exp(-At), \quad \alpha = 1$$

здесь C – постоянная интегрирования.

Эволюционные процессы целесообразно описывать только в рамках сложных систем (нефтяная залежь), когда возможно представить такую систему в виде определенной структуры элементарных подсистем, причем последние являются источниками (эксплуатационные или нагнетательные скважины) поступающей информации.

С целью анализа технологических показателей нефтяных месторождений и прогноза текущей и конечной нефтеотдачи пласта эволюционное дифференциальное уравнение (1), после последовательного логарифмирования, дифференцирования и интегрирования (для фильтрации помех), приводится к следующему виду

$$\frac{\sum_{i=0}^t \left[\sum_{j=0}^i Q_j^*(t) \Delta t \right] \Delta t}{t} = Q_0 + \alpha \frac{\sum_{i=0}^t \left[\frac{Q^{*2}(t)}{\dot{Q}^*(t)} \right] \Delta t}{t}, \quad (3)$$

где $\dot{Q}^*(t)$ – первая производная добычи нефти.

В зависимости (3) интегралы заменены суммами, поскольку поступающая информация замеров добычи нефти дискретна.

Уравнение (3) является уравнением прямой линии в координатах $Y = \frac{\sum_{i=0}^t \left[\sum_{j=0}^i Q_j^*(t) \Delta t \right] \Delta t}{t}$ и $X = \frac{\sum_{i=0}^t \left[\frac{Q^{*2}(t)}{\dot{Q}^*(t)} \right] \Delta t}{t}$, угол наклона которой характеризует показатель роста α , а пересечение прямой с

осью ординат определяет конечную нефтеотдачу пласта.

По уравнению (3) были обработаны данные по добычи нефти, жидкости и закачке воды на месторождении Узень (Республика Казахстан). На разных стадиях разработки месторождения, были диагностированы состояние залежи и спрогнозированы текущие и конечные нефтеотдачи пласта, которые достаточно удовлетворительно соответствуют истории разработки рассматриваемого месторождения.

Таким образом, на основе эволюционного моделирования основных технологических показателей разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, представляется возможным диагностирования состояния нефтяной залежи и прогнозирования пластового давления, а также текущей и конечной углеводородоотдачи пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пешель М. Моделирование сигналов и систем. М.: Мир, 1981. – 300 с.
2. Чувев Ю.В., Михайлов Ю.Б., Кузьмин В.П. Прогнозирование количественных характеристик процессов. М.: Советское радио, 1975. – 398 с.
3. Садык – заде Э.С., Саттаров Р.М., Худиев М.С. Анализ разработки газовых и газоконденсатных месторождений на основе эволюционного моделирования. Нефть и Газ, 1985, № 4, с. 33 – 38.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.И., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. – 880 с.
5. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин // Под редакцией Г.А. Зотова и З.С. Алиева. М.: «Недра». 1980. – 304 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Хасаев А. М., Гусев В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1986, 379 с.

Summary

It is known, that increasing of current oil-output and final oil-output is connected with oil-output and final oil-output is connected with oil deposits development process control. The probability of early system condition diagnostic. (gas delivery, loss of displacement front stability, water flowing into oil zone) is more important.

*Каспийский государственный университет
технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова*

Поступила 02.11.2009 г.

УДК 622.692.4

Г.К. Садуева

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНТРОЛЯ УТЕЧЕК ИЗ НЕФТЕПРОВОДА НА ПОДВОДНЫХ
ПЕРЕХОДАХ**

При эксплуатации нефтепроводов, проходящих по сильно пересеченной местности, перекачивающих нефть с остаточным содержанием остаточной влаги, в наиболее низких участках в местах наибольшего прогиба трубопроводов вследствие коррозии возможны аварийные ситуации с утечкой нефти и нефтепродуктов. Особенно опасны нарушения целостности при эксплуатации подводных трубопроводов, когда до обнаружения утечки в реку или водоем может вылиться значительное количество нефти или нефтепродукта, что естественно отрицательно повлияет на экологическую обстановку [1].

В настоящее время конструкция подводного трубопровода выполняется по схеме «труба в трубе», т.е. когда рабочий трубопровод размещается в трубопроводе большего диаметра на опорах различного типа [3]. Необходимо отметить, что в такой конструкции отсутствует контроль за повреждением подводного трубопровода. Известная конструкция подводного трубопровода на первый взгляд позволяет исключить попадание нефти в реку или водоем. Но не исключен случай, когда наружная труба, в которой размещен рабочий трубопровод, может быть повреждена. И в этом случае выход нефти в водоем неминуем [2].

Институтом проблем транспорта энергоресурсов разработано устройство, которое позволит осуществлять контроль за повреждением трубопровода (см. рисунки 1.1, 1.2). Действие его показано на примере подводного трубопровода. Предлагается в подводном трубопроводе, выполненном по схеме «труба в трубе», в месте максимального прогиба по нижней образующей наружной трубы выполнить «карман», внутри которого расположить предлагаемое устройство. Устройство представляет собой коромысло, установленное на шарнире с поплавком и ограничителем хода коромысла, при этом коромысло и ограничитель подсоединены к источнику питания с наличием в электросети сигнального устройства. Сигнальное устройство включается при подъеме коромысла до контакта с ограничителем. «Карман» приваренный к нижней образующей наружной трубы, снабжен Г – образным патрубком с задвижкой для подсоединения насоса откачки скапливающейся в «кармане» жидкости.

Подводный переход, состоящий из двух концентричных трубопроводов 1 и 2 с перегородками 3 с выполненными в них окнами, имеет в нижней части наружной трубы «карман» 4, в котором на шарнире 5 установлено коромысло 6 с поплавком 7 и имеется ограничитель 8 хода коромысла. К коромыслу и ограничителю, изолированным от стенок «кармана» нестокпроводящими прокладкой 9, втулками 10, подведены два бронированных провода, концы которых подсоединены к источнику питания 11 с наличием в электросети сигнального устройства 12. Для возможности опорожнения межтрубного пространства от нефти при аварии в «карман» вварен Г – образный патрубок 13 длиной, обеспечивающий расположение задвижки 14 над дном водоема, а полость «кармана» 4 частично заполнена нейтральной средой 15.