

061.6
Г72

НАУЧНЫЙ
ФОНД

Министерство науки, высшей школы и технической политики
Российской Федерации

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ОРДЕНА ОКТЯБРЬСКОЙ РЕВОЛЮЦИИ
И ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
АКАДЕМИЯ НЕФТИ И ГАЗА им. И. М. ГУБКИНА

ISSN 0234-7997

**ОСОБЕННОСТИ
РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ**

Вып. 236

Москва 1992

УДК 061.6
Г-72

Министерство науки, высшей школы и технической
политики Российской Федерации

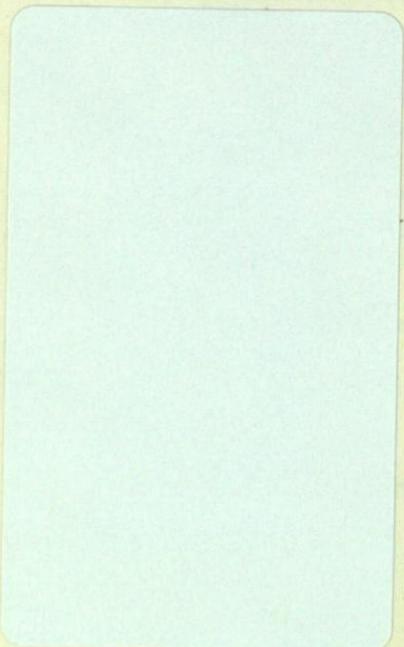
УДК
ИЗДАНИЕ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ОРДЕНА ОКТЯБРЬСКОЙ РЕВОЛЮЦИИ
И ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ АКАДЕМИЯ
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М.ГУБКИНА

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕУБЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ
ЗАПАСАМИ

Сборник научных трудов № 236

Под редакцией проф. И.Т.Мищенко



Научная библиотека ГАНГ
781722
им. акад. И. М. Губкина

Москва 1992

УДК 622.276

Н.А.БРЕМИН, А.Б.ЗОЛОТУХИН, Л.Н.НАЗАРОВА (ИПНГ)

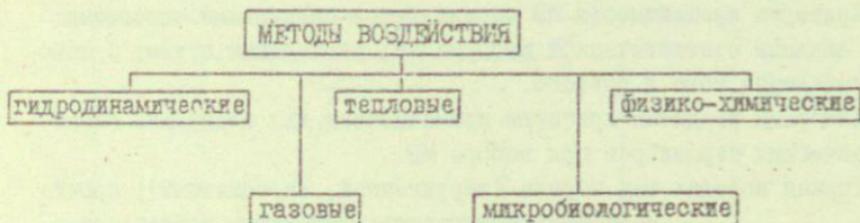
СПОСОБЫ ОЦЕНКИ УСПЕШНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА НЕФТЕСОДЕРЖАЩИЕ ПЛАСТЫ

Значительный интерес к применению различных методов воздействия на нефтесодержащие пласты как в СССР, так и за рубежом связан с двумя проблемами: эффективной доработки нефтяных залежей там, где первичным методом воздействия являлось заводнение (либо естественный режим) и разработки залежей, имеющих ухудшенные категории запасов, и, в том числе, залежей с высоковязкими нефтями, большой глубиной залегания, сложно-построенными коллекторами. Анализ разработки нефтяных месторождений позволяет выявить устойчивую тенденцию к увеличению спектра применяемых методов воздействия (МВ) [1, 2, 5, 11].

Рассмотрим дальнейшее развитие методологии выбора МВ на нефтяные пласты на основе теории нечетких множеств [9].

Под методом воздействия предлагается понимать любые методы искусственного воздействия на нефтяную залежь путем нагнетания в пласт рабочих агентов - жидкостей, газов и их различных композиций.

Проводимый ниже анализ основан на классификации методов воздействия (МВ) на нефтесодержащие пласты, приведенной на схеме.



В свою очередь, каждый из классов содержит в себе следующие МВ:

Гидродинамические	- заводнение и его модификация.
Тепловые	- нагнетание горячей воды, пара, внутрипластовое горение.
Физико-химические	- нагнетание водных растворов ПАВ, полимера, щелочи, мицеллярное заводнение, закачка водных растворов кислоты, спирта, нагнетание водонефтяной эмульсии.
Газовые	- нагнетание азота, CO_2 , газа высокого давления.
Микробиологические	- закачка в пласт био-ПАВ, биополимеров, микроорганизмов, микробное (мелассное) заводнение.

Самое широкое применение получил метод нагнетания в пласт воды, что объясняется целым рядом причин: простотой технологии и пока еще широкой доступностью рабочего агента; дешевой рабочей агента; высокой степенью нефтестеснения для залежей с легкими нефтями.

Из остальных методов отметим два метода воздействия, применяемых при разработке нефтяных месторождений, - нагнетание в пласт пара и оторочек CO_2 . Методы воздействия в различных геолого-физи-

ческих условиях проявляют себя по-разному, поэтому авторами были проанализированы около 700 объектов применения МВ в СССР и за рубежом с целью выявления совокупности геолого-физических параметров, влияющих на успешность применения рассматриваемых технологий и методов воздействия.

Для каждого метода воздействия существуют свои критерии применимости, которые связаны с особенностями физико-химических процессов, протекающих в конкретных геолого-физических условиях.

Критерии применимости МВ определяются следующими способами: путем анализа статистической информации; экспертным путем; с помощью комбинации того и другого.

Авторами вводятся критерии применимости для следующих геолого-физических параметров при выборе МВ.

Горная порода: тип породы (терригенный, карбонатный); проницаемость; пористость; начальная нефтенасыщенность; начальная газонасыщенность; угол смачивания.

Пласт: эффективная нефтенасыщенная толщина; давление; температура; угол падения; глубина залегания.

Пластовая нефть: плотность; вязкость.

Пластовая вода: общая минерализация; соленость (Са, Mg).

Пластовый петрографо-минералогический состав: содержание набухающих (монтмориллонитовых) глин.

Для определения пригодности применения МВ в конкретных геолого-физических условиях авторами предлагается подход, основанный на теории нечетких множеств.

В традиционном, классическом подходе принадлежность любого элемента тому или иному множеству определяется критериями, дающими четкие границы применимости или неприменимости того или иного МВ.

В теории нечетких множеств понятие нечеткого множества базируется на том, в какой степени каждый элемент принадлежит этому множеству.

Нечетким подмножеством A множества X называется совокупность пар

$$A = \{ \langle \mu_A(x), x \rangle \},$$

где $x \in X$ $\mu_A(x) \in [0, 1]$.

Функция $\mu_A(x): X \Rightarrow [0,1]$ называется функцией принадлежности множества A , а X - базовым множеством (см. рис.1). Каждый элемент $x \in X$ имеет свою величину $\mu_A(x)$ из $[0,1]$. Эта величина характеризует степень принадлежности элемента x нечеткому множеству A .

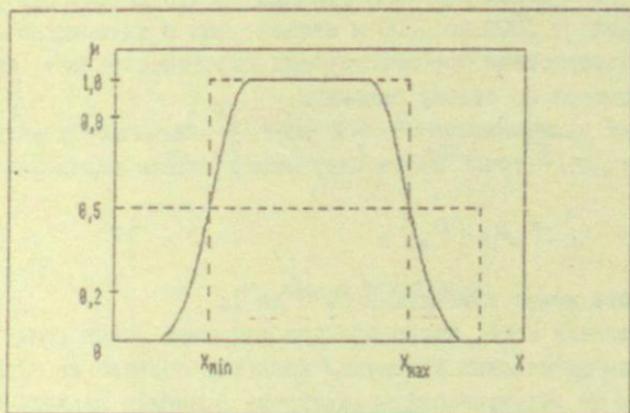


Рис.1. Общий вид функции принадлежности

Значения функции принадлежности (ФП) от безразмерного параметра γ можно определить следующим образом:

$$\mu_A(\gamma) = (1 + \gamma)^{-1},$$

где
$$\gamma = \left[\left(\frac{u_{max_i} - u_i^*}{u_i^* - u_{min_i}} \right)^2 \left(\frac{u - u_{min_i}}{u_{max_i} - u} \right)^2 \right]^{(-1)^i};$$

u_{min_i} и u_{max_i} - минимальные и максимальные значения переменной и для левой ($i=1$) и правой ($i=2$) ветвей ФП, соответственно;
 u_i^* - значение переменной, при котором соответствующая ветвь ФП принимает значение, равное 0,5.

На рис.2 приведен вид функции принадлежности для нефтенасыщенности и глубины залегания для паротеплового метода воздействия. Как следует из рис.2 функция принадлежности множества "Успешность применения метода нагнетания пара по глубине залегания" изменяется по Н от 30 до 1500 м. Резкое падение значения функции от 1,0 до 0,0 при изменении глубины залегания от 30 до 0 м связано с увеличением возможности прорыва пара на поверхность и разгерметизации залежи. Тогда как падение значения функции от 1,0 до 0,0 при росте глубины залегания от 1000 до 1500 м связано как с технологическими ограничениями (отсутствие соответствующих парогенераторов), так и с ростом теплопотерь по стволу скважины.

Коэффициент применимости M_{jk} по k - геолого-физическому параметру в (x_j, y_j) - точке нефтесодержащего пласта определяется как

$$c_j^k = \mu_j(\rho_k),$$

значение которого может изменяться от 0 до 1.

Для определения того, насколько тот или иной метод применим в данных геолого-физических условиях, вводится понятие коэффициента применимости по совокупности параметров. Возможны несколько оценок коэффициента применимости [12]:

оптимистическая - $\max_k \max c_j^k$;

пессимистическая - $\max_k \min c_j^k$;

средневзвешенная арифметическая - $\sum_k \lambda_k c_j^k$;

средневзвешенная геометрическая - $\prod c_j^{\lambda_k}$,

где λ_k - вес k -го параметра в многокритериальной оценке.

Соответственно, первые две оценки позволяют оценить верхний и нижний уровень доверительного интервала успешности применения метода воздействия для данного пласта, последние две оценки позволяют специалисту внести в модель свое понимание важности того или иного геолого-физического параметра для применения конкретного МВ, и получить взвешенную по параметрам оценку успешности применения МВ [10, 11].

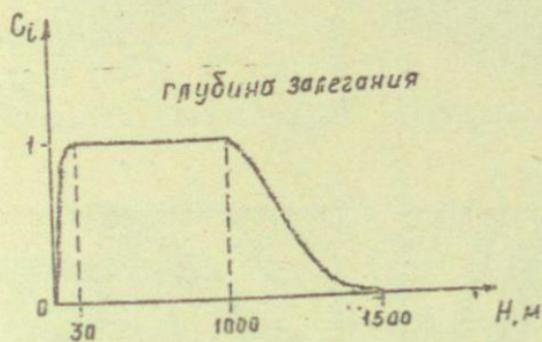
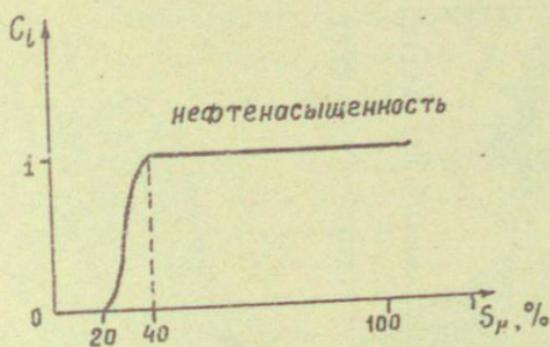


Рис.2. Вид функции принадлежности для паротеплового метода воздействия

На рис. 3,4 приведены карты успешности применения методов нагнетания газа высокого давления и водного раствора ПАВ в условиях месторождения Луква по средневзвешенным арифметической и геометрической оценкам.

Вышеуказанный подход к выбору метода воздействия позволяет: выбрать методы воздействия, наиболее пригодные в геолого-физических условиях данной залежи и исключить из дальнейшего рассмотрения остальные; значительно сократить человеческие и машинные ресурсы на последующих стадиях проектирования; повысить обоснованность принимаемых решений при определении рациональной системы разработки с учетом выбранных методов воздействия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданов С.А. Научно-методическое обоснование перспектив развития методов увеличения нефтеотдачи пластов: Дис. д-ра техн. наук. - М.: 1988.
2. Назарова Л.Н. Выбор термических методов воздействия и оптимизация процесса нагнетания в пласт теплоносителя: Дис. канд. техн. наук. - М.: 1989.
3. Келтов В.П., Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Система автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (САПР РММ) с применением тепловых методов увеличения нефтеотдачи // Развитие и совершенствование систем разработки нефтяных месторождений: Сб. науч. тр. - М.: Наука, 1989, с. 119-131.
4. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Выбор рационального варианта разработки нефтяной залежи. Труды МИНГ. Вып. 199, - М.: 1987, с. 17-24.
5. Еремин Н.А. Создание системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения: Дис. канд. техн. наук. - М.: 1986. - 120 с.
6. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Промышленная оценка нефтяных месторождений на основе системного проектирования. - Известия АН АзССР, Серия наук о Земле. 1988. - № 2. - С. 74-80.
7. Золотухин А.Б., Назарова Л.Н., Еремин Н.А. Проблемно-ориентированная система прогнозирования разработки нефтяных месторождений. - Сб. науч. трудов ЛИАИ "Информационные проблемы автоматизации". - Л.: 1988, с. 159-167.