

УДК 622.276

**МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ  
ЗАПАСОВ НА ВОДОПЛАВАЮЩИХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ,  
НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ**

**FORECASTING METHOD EXTRACTION REMAINING RESERVES  
FOR WATERFOWL OIL POOL AT THE LATE STAGES OF DEVELOPMENT**

Баталов Д. А., Хусаинов А. Т.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,  
г. Тюмень, Россия

D. A. Batalov, A. T. Khusainov  
FSBEI NPE Tyumen state oil and gas university, Russia

e-mail: iq-tyumen@mail.ru

**Аннотация.** Современные технологии интенсификации добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов в своем традиционном представлении, на водоплавающих залежах, оказываются низкоэффективными и часто рискованными.

Большой процент бездействующего фонда не означает, что удельные извлекаемые запасы на этих скважинах уже отобраны, а лишь то, что они были либо оттеснены, либо заблокированы.

Кроме того, водоплавающие залежи имеют одну очень важную особенность – постоянная миграция нефти по ним во время всего периода эксплуатации.

Поэтому актуальной задачей для подобных залежей на позднем этапе разработки является определение локализации остаточных запасов нефти и вовлечение их в эксплуатацию при минимальных затратах. Рассчитав теоретическое время безводной эксплуатации скважины до появления конуса воды, появляется возможность сопоставить его с фактическим безводным временем эксплуатации.

Полученные результаты выявят причину обводнения, либо по причине подъема конуса воды, либо прорыва воды от нагнетательной скважины. Мировой опыт показывает, что если обводнение уже произошло по причине поднятия конуса воды, то преимущественно отбор происходит из зоны с подстилающей водой, существенно сокращается радиус контура питания и прорыва закачиваемой воды от нагнетательных скважин уже не происходит.

Предложенные методики воздействуют на энергетику пласта, что позволяет вовлечь и оптимизировать большие площади залежей, при этом

взаимосвязь между скважинами начинает включать в работу так называемые «целики» нефти. Предварительный выбор наиболее подходящего метода интерполяции позволяет рассчитывать на минимальные технические и экономические вложения.

Полученная информация будет служить качественным основанием определения локаций проведения мероприятий, направленных на извлечение остаточных извлекаемых запасов.

**Abstract.** Modern technology stimulation and enhanced oil recovery in traditional representation at such facilities are ineffective and often risky.

A large percentage of dormant funds do not mean that the unit recoverable reserves for these wells have already been selected, but only that they were either pushed or blocked.

In addition, deposits of waterfowl have one very important feature - the constant migration of oil on them during the entire period of operation.

Therefore, an urgent task for such deposits in the later stage of development is to determine the localization of residual oil and involving them in operation at minimum cost.

By calculating the theoretical time of waterless operation well before the appearance of the cone of water, it is possible to compare it with the actual operation of anhydrous time. The results will reveal the cause of flooding, either because of lifting the cone of water or water breakthrough from the injection well. World Experience shows that if the flooding has occurred due to lifting of the cone of water is then preferably, selected from the underlying water zone with substantially reduced radius of the supply circuit and breaks the water injected from the injection holes did not occur.

The proposed methodology influence the energy reservoir that can engage and optimize large areas of deposits, and the relationship between the wells begin to put into operation the so-called "pillars" of oil. Pre-selection of the most appropriate method of interpolation can count on the minimum technical and economic investments.

The information obtained will serve as a qualitative determination of the base locations for activities aimed at extracting the remaining recoverable reserves.

**Ключевые слова:** конус подошвенной воды, деформационно-гидродинамическое воздействие, нефтеотдача, зерна пористой среды, «целики» нефти, миграция нефти, обводнение скважин.

**Keywords:** water coning, deformation and hydrodynamic forces, oil recovery, grains of the porous medium, "pillars" of oil, oil migration, watering holes.

В настоящее время основные объекты эксплуатации месторождений Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции, а так же низким темпом отбора нефти. Большинство скважин эксплуатируется на грани рентабельности, много скважин уходит в бездействие. Вместе с тем в пластах остается большое количество не извлечённых запасов флюида. Данный вопрос является основополагающим в направлении определения методик способных при минимальных финансовых вложениях решить вопрос доизвлечения остаточных запасов нефти.

Обобщенный анализ работы месторождений свидетельствует о том что, интенсивное нагнетание воды в пласт, заметно увеличивающее текущие давления, может обуславливать расчленение залежи на гидродинамически обособленные «целики» и «перекачанные участки». В связи с этим длительные остановки нагнетательных скважин (до 6 месяцев) наряду с интенсификацией отборов для снижения пластового давления и работы залежи на упругом режиме вполне могут в первом приближении дать положительный эффект. Ограничение или прекращение нагнетания воды в пласт снижает текущие давления, прежде всего в обводненных высокопроницаемых прослоях, поскольку углеводородные газы характеризуются меньшей растворимостью в воде и она «разгружается» в первую очередь. Степень повышения энергетики целиков нефти будет тем выше, чем больше будет извлечено воды из пласта. Снижение давления ниже начального пластового приведет к объемному расширению пластовой жидкости в результате упругого запаса жидкости и началом работы режима растворенного газа, а так же к сжатию скелета горной породы. На процессы миграции нефти в большей степени влияет энергетика пласта, его фильтрационные свойства и свойства флюидов[1]. Вследствие большей подвижности воды относительно нефти, в работающих скважинах имеет место конусообразование. Часто именно по причине образования конусов воды происходит преждевременное обводнение скважины (подстилаящая вода образует конус в зоне отбора скважины по всей нефтенасыщенной толщине, блокируя при этом нефть). Предположим, что после остановки скважин блокированная нефть вследствие перераспределения пластового давления и расформирования конуса мигрирует к остановленной скважине, тогда логично проведение деформационно-гидродинамического воздействия. Выполнения такого решения условно делится на три этапа:

1. Остановка нагнетательных скважин;
2. Запуск добывающих скважин из бездействующего фонда с целью форсирования отборов;
3. По получению положительных результатов пуск остановленных нагнетательных скважин.

Падение пластового давления уменьшаются усилия, равномерно сжимающие каждое из зерен скелета горной породы (рисунок 1а). Поэтому увеличится объем зерен и соответственно сократится объем пор (рисунок 1б),

соответственно увеличивается влияние сжимающего давления на скелет продуктивного пласта, поэтому зерна породы испытывают дополнительную деформацию. Поверхность контактов между зернами увеличивается, т.е. соприкосновение зерен оказывается более «тесным». Это приводит к уменьшению объема пор, которое может быть весьма существенным (рисунок 1в), так же начинает работать режим растворенного газа, происходит объемное расширение пластовой жидкости. В результате всех процессов, жидкость выдавливается из гидродинамически изолированных «целиков» в промытые участки залежи и фильтруется к добывающим скважинам [2]. Первоначально происходит отбор воды из промытых участков, которая замещается выделившейся нефтью, которая в дальнейшем фильтруется к добывающим скважинам.

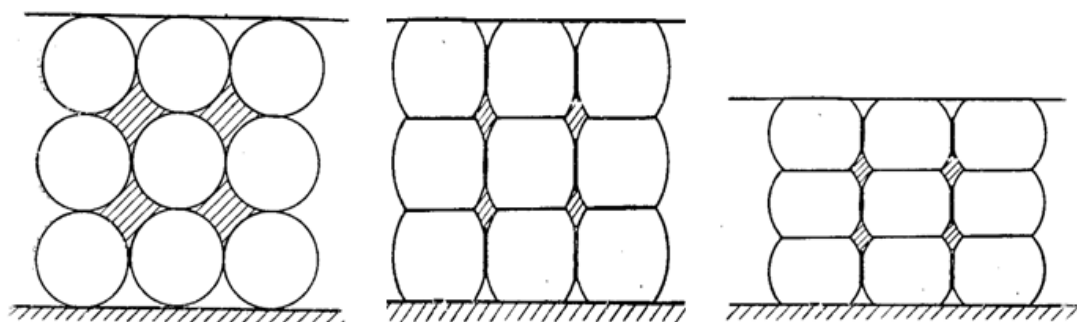


Рисунок 1. Упрощенная картина группы шаровых зерен пористой среды  
а — до деформации; б — расширение зерен породы; в – сжатие зерен породы

Процессы, происходящие в пласте при деформационно-гидродинамическом воздействии, подчиняются основному закону Гука [3]:

$$\Delta V_z = \beta_{ж} \cdot V_{ож} \cdot \Delta p + \beta_c \cdot V_0 \cdot \Delta p \quad (1)$$

где  $V_0$  – начальный объем элемента пласта;

$V_{ож}$  – начальный объем жидкости в элементе пласта;

$\Delta V_z$  – изменение объема пор в этом элементе;

$\beta_{ж}$  – коэффициент объемной упругости жидкости;

$\beta_c$  – коэффициент упругости пласта;

$\Delta p$  – изменения пластового давления на конечную величину.

Для определения упругого запаса нефти  $\Delta V_n$  введем коэффициент остаточной нефти в пласте  $K_n$  – отношение остаточных извлекаемых запасов нефти в блоке к начальному объему связанных пор (начальному объему подвижной жидкости) в блоке:

$$\Delta V_n = V_3 \cdot K_n \quad (2)$$

Результаты расчета эффективности метода деформационно-гидродинамического воздействия показывают положительную динамику в дополнительной добыче нефти [4].

Так же предлагается упрощенная схема способов интенсификации флюида на водоплавающих залежах. Как известно большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки, что влечет за собой огромный фонд бездействующих скважин, вследствие чего можно выявить пул скважин, степень успешности запуска которых повлечет выработку остаточных запасов без каких либо дополнительных затрат. Выбор скважин-кандидатов необходимо проводить в следующем порядке:

1. Удовлетворительное техническое состояние скважин;
2. Обводнение скважины по причине подъема конуса воды. Для этого воспользуемся формулой Маскета, рассчитывая количество отобранной нефти до того, как конус воды прорвется к скважине [5]:

$$Q = a \cdot m \cdot h^3 \cdot K_r \cdot \frac{D}{K_g} \quad (3)$$

где  $a$  – произведение коэффициента нефтеотдачи блока на коэффициент усадки нефти;

$m$  – коэффициент пористости пласта;

$h^3$  – начальная мощность нефтенасыщенной части, м;

$K_r/K_g$  – отношение коэффициентов проницаемости в горизонтальном и вертикальном направлениях;

$D$  – поправочный коэффициент.

Рассчитав теоретическое время безводной эксплуатации скважины до появления конуса воды, сравниваем его с фактическим безводным временем эксплуатации. Если фактическое безводное время эксплуатации скважины больше расчетного, то вероятнее всего, обводнение произошло по причине подъема конуса воды, если меньше, то по причине прорыва воды от нагнетательной скважины.

Мировой опыт показывает, что если обводнение уже произошло по причине поднятия конуса воды, то преимущественно отбор происходит из зоны с подстилающей водой, существенно сокращается радиус контура питания и прорыва закачиваемой воды от нагнетательных скважин уже не происходит.

По расчетам А.П. Телкова и Ю.И. Стеглянина для расформирования конуса подошвенной воды на 1 м требуется 1 год. Следовательно, рассчитав время осаждения конуса воды из расчета 1 год на 1 м нефтенасыщенной толщины, скважину можно повторно запускать и она будет работать долгое время без конусообразования, при этом дебит скважины оказывает несущественное

влияние, так, как на поздних стадиях эксплуатации чисто нефтяных зон уже нет и разница в подвижности между жидкостью в водонефтяной зоне и подстилающей водой несущественна [6].

### **Выводы**

Таким образом, полагаясь на основы подземной гидравлики и промысловый опыт, разработаны методики:

1. Подбора скважин для вывода из бездействия, обводнение которых произошло по причине подъема конуса воды;

2. Проведение деформационно-гидродинамических воздействий, для устранения увеличения объема зерен и раскрытия объема пор. Обе методики воздействуют на энергетiku пласта, что позволяет вовлечь и оптимизировать большие площади залежей, при этом взаимосвязь между скважинами начинает включать в работу так называемые “целики” нефти.

3. Предварительный выбор наиболее подходящего метода интерполяции позволяет рассчитывать на минимальные технические и экономические вложения. Полученная информация будет служить качественным основанием определения локаций проведения мероприятий, направленных на извлечение остаточных извлекаемых запасов.

### **Литература**

1. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: «Недра», 1971. 312 с.

2. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. М: изд-во «Нефть и газ», 2003. с. 302

3. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2007. 661 с.

4. Телков А.П., Грачев С.И. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. Ч. 2. 482 с.

5. Маскет М. Течение однородной жидкости в пористой среде. Пер. с англ. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 628 с.

6. Телков А.Л., Стеглянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1965. 101 с.

## References

1. Gimatudinov Sh.K. Physics of oil and gas reservoir. Textbook. Ed. 2, rev. and add. Moscow, "Nedra", 1971. 312 p.
2. Mishchenko I. T. Todorov Oil Production. M: Oil and Gas, 2003. 302 p.
3. Strekalov A.V. Mathematical models of hydraulic systems for control of reservoir pressure maintenance. Tyumen, OJSC "Tyumen Printing House", 2007. 661 p.
4. Telkov A.P. Grachev SI Especially oil and gas development. Part 2. Tyumen TyumGNGU, 2001. 482 p.
5. Muskat M. The flow of homogeneous fluid in a porous medium. Izhevsk: Institute of Computer Science, 2004. 628 p.
6. Telkov A.L., Steklyanin Y. I. Coning of water in oil and gas. Moscow: Nedra, 1965. 101 p.

## Сведения об авторах

Баталов Д. А., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень.

D.A. Batalov, postgraduate Department of "Development and exploitation of oil and gas fields", FSBEI NPE TSOGU, Russia.

Хусаинов А. Т., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень.

A.T. Khusainov, postgraduate department of "Development and exploitation of oil and gas fields", FSBEI NPE TSOGU, Russia.

e-mail: iq-tyumen@mail.ru