

УДК 622.276

РАНГИ РЕГУЛИРОВАНИЯ СНИЖЕНИЯ ДОБЫЧИ ПОПУТНОЙ ВОДЫ

Бахтизин Р.Н.

Академия наук Республики Башкортостан, г. Уфа

Фаттахов И.Г.

*Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
e-mail: i-fattakhov@rambler.ru*

Аннотация. В статье представлена систематизация уровней регулирования снижения добычи попутной воды. Рассмотрены размеры существующей проблемы, обозначена ее глобальность в масштабах всей планеты. Выделены две большие группы путей решения обозначенной цели, получившие названия макро и микро. В макроуровне отмечены такие задачи, как вовлечение в разработку нерентабельных запасов природных углеводородов и создание динамической модели регулирования разработки в целом на месторождении. Проведена систематизация технологий изоляционных работ по классам, которая и будет представлять собой микроуровни. При рассмотрении обеих категорий сгруппированы основные подвиды. Предложены определенные рекомендации.

Ключевые слова: разработка, добыча воды, рентабельность, уровни регулирования, макро, микро, технологии

Объемы мировой добычи нефти последних лет заставляют задумываться не только о возникновении проблем регулирования ее цен на международной арене, но также о партнерском сотрудничестве между государствами. В каждой отдельно взятой стране особенно остро встает такая насущная проблема, как повсеместная высокая обводненность продукции добывающих скважин. Рассмотрим статистические материалы, размещенные в открытых официальных источниках сайта британской нефтегазовой компании British Petroleum [1].

В табл. 1 приведены 20 стран мира с наибольшими средними ежесуточными показателями добычи нефти в течение года в баррелях.

Основная добыча нефти происходит из истощенных коллекторов, поэтому в различных источниках указывается, что на каждый добытый баррель нефти приходится 2,5 - 3 барреля воды. Сопоставление данных таблицы и предполагаемых объемов попутно добываемой воды явственно демонстрирует серьезность и значимость объявленной проблемы. На сборы, подготовку и сбросы балластовой воды уходят колоссальные средства; каждая из стран, приведенных в таблице, тратит ежедневно несколько миллионов долларов на подобные мероприятия. И около трети всех затрат приходится на три страны: Россия, Саудовская Аравия и США.

Таблица 1. Добыча нефти в мире

Страна	млн бар./сут	Год оценки	%, от общемировой добычи
Россия	10,27	2010	12,510
Саудовская Аравия	10,007	2010	12,190
Соединенные Штаты	7,513	2010	9,152
Иран	4,245	2010	5,171
Китай	4,071	2010	4,959
Канада	3,336	2010	4,064
Мексика	2,958	2010	3,603
Объединенные Арабские Эмираты	2,849	2010	3,470
Кувейт	2,508	2010	3,055
Венесуэла	2,471	2010	3,010
Ирак	2,46	2010	2,997
Нигерия	2,402	2010	2,926
Бразилия	2,137	2010	2,603
Норвегия	2,137	2010	2,603
Европейский союз	1,951	2010	2,377
Ангола	1,851	2010	2,255
Алжир	1,809	2010	2,204
Казахстан	1,757	2010	2,140
Ливия	1,659	2010	2,021
Катар	1,569	2010	1,911
Весь мир	82,095	2010	

Первостепенной задачей, стоящей перед основными нефтедобывающими компаниями, становится выработка общей концепции снижения добычи флюида с высоким содержанием воды. Постараемся вывести теорию глобального рассмотрения проблемы снижения извлечения воды. В первом приближении разделим вопрос на макро и микроуровни (см. рис. 1).



Рис. 1. Уровни регулирования снижения добычи воды

В макро масштабе выделим несколько основополагающих направлений (см. рис. 2). Первое – необходимость разработки принципов вовлечения в разработку нефтяных пластов, ранее находившихся в категории нерентабельных. Примером в нашем случае служат значительные запасы углеводородов пермских отложений, на данный момент извлечение которых, на дневную поверхность, является экономически нецелесообразным. Одним из путей решения предложенной задачи на современном этапе развития техники и технологий может стать совершенствование и доработка метода одновременно-раздельной эксплуатации коллекторов. В свою очередь на сегодняшний день перед учеными стоит принципиально новая и нетрадиционная задача, суть которой состоит в целесообразности исследования и подготовки новых подходов для разработки трудноизвлекаемых запасов. Поиск вариантов возможен в разнообразных сферах, которых огромное множество. Применение новых модификаций химических композиций, с заданными свойствами, для воздействия на призабойную зону скважины (а именно нагрев, охлаждение, структурирование, испарение состава и т.д.). Либо направленное применение лазерных, звуковых, волновых, сейсмических и других технологий. Даже допустимы перспективы применения миниатюрной робототехники (Южная Корея уже в прошлом году представила робота в диаметре менее 1 мм, служащего для микрохирургических операций). После деятелей науки к процессу должны присоединиться инженеры, миссия которых будет заключаться в необходимости оптимизации разработанных технологий для нефтегазовой практики.

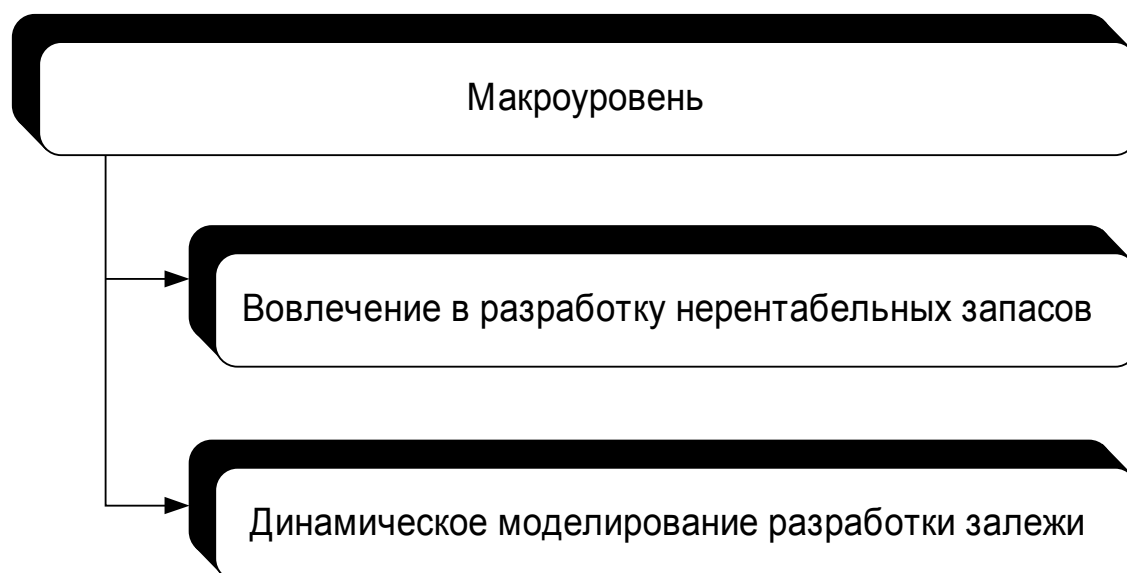


Рис. 2. Макро ранги

Сущность следующей макро группы состоит в необходимости комплексной и рациональной, с точки зрения не только экономики, но и качества, разработки нефтяных месторождений. Современный этап развития нефтегазовой промышленности заставляет нефтедобывающие предприятия строить планы, касающиеся необходимости планомерной и последовательной разработки месторождений. Опыт зарубежных стран и тенденции развития информационных технологий способствует применению современных программных пакетов для анализа эффективности разработки. В этом свете появляется ниша для создания новых подходов при решении различных задач. Одно из направлений – создание динамических (меняющихся во времени) карт разработки месторождений. Их основополагающая сущность будет заключена не столько в демонстрации специалистам всей истории разработки, включающей и весь комплекс проведенных геолого-технических мероприятий, а в большей степени будет предоставлять возможность генерирования изменчивых поведенческих моделей. Перед экспертами раскроются все возможности получения наибольших коэффициентов охвата пласта воздействием и, как следствие, максимальных значений нефтеизвлечения. В подобном программном обеспечении необходимо свести как можно больше элементов. Первым элементом послужит моделирование геологического строения коллектора (обозначение нефтеносной толщины, водонасыщенных пропластков и флюидоупоров) с функцией возможности выявления аномальных зон (непроницаемые экраны; зоны, не тронутые фильтрационными потоками; взбросы и др.). Следующее звено состоит в системном рассмотрении планируемых мероприятий, направленных на увеличение охвата пласта разработкой. Здесь же будет проводиться мониторинг накопленных значений по добычам жидкостей и просмотр возможных их изменений вследствие результатов планируемых работ и другие категории исследуемых данных. Самое примечательное в программах подобного типа – это их огромный потенциал для разнообразного моделирования, который может быть получен в режиме реального времени. Правда написание программных продуктов подобного рода требует взаимодействия нескольких групп специалистов, компетентных в своих сферах, и приобщение к их работе авторитетных консультантов, получивших широкое признание в специализируемых областях. Специалистами могут быть геологи, геофизики, разработчики, эксперты капитального ремонта скважин, технологи, буровики, программисты. Консультантами, бесспорно, необходимо приглашать академиков; докторов физико-математических, технических, геолого-минералогических наук; руководителей и заместителей нефтедобывающих предприятий и др.

Касательно микроуровня, произведем классификацию геолого-технических мероприятий, направленных на ограничение притока воды в отдельно рассматриваемых нефтяных скважинах.

В первую очередь рассмотрим разделение ремонтных работ по ареалу про-

ведения мероприятий. Первый источник – вода, поступающая в скважину по путям заколонной циркуляции, что происходит в половине случаев. В этом случае необходимо блокировать заколонные перетоки. К этой же группе перетоков можно отнести повреждение герметичности эксплуатационной колонны и затрубную циркуляцию из-за отсутствия герметичности области соприкосновения обсадной колонны с цементным кольцом. Вторым видом будут воды, чье появление в скважине с течением времени неизбежно – пластовые, контурные воды и воды системы поддержания пластового давления. Собственно, сам пласт начинает обводняться. Существует несколько градаций посторонних вод по отношению к нефтяным горизонтам – верхние, контурные, подошвенные, тектонические, промежуточные, смешанные и др.

Проведем систематизацию технологий изоляционных работ по классам, которая и будет представлять собой микроуровни (см. на рис. 3).

Рассмотрим все подгруппы с примерами. На практике часто применяются битумные и нефтяные эмульсии, в качестве которой может послужить композиция СНПХ-9633. Второй вид составов – коллоидные растворы, содержащие ас-фальтосмолистые соединения, т.е. поверхностно-активные вещества, изменяющие фазовые проницаемости водонасыщенной части пласта. Суспензии могут быть на водной и углеводородной основах (резиновая крошка, опилки, парафин). Действие паров химических соединений основано на переходе из газообразного состояния (нафталин) в твердое в порах горной породы, под действием температуры пласта. Золи по прошествии времени превращаются в гели, подобная метаморфоза присуща смеси соляной кислоты с жидким стеклом. Хлористый аммоний в виде твердого вещества из дымов, который осаждается на стенках пор при его фильтрации, будет представлять собой аэрозоль. Отверждающиеся составы представлены большой группой композиций, сюда относятся синтетические смолы, полиуретаны и др. Время схватывания водоцементного раствора можно сократить добавлением в него алюмохлорида или хлористого кальция. Гелеобразующие составы включают в себя силикат натрия, различные полимеры, такие как полиакриламид и т.п. К следующей группе отнесем водонабухающие полимеры и термоэластопласты. Соединения, дающие осадок в порах – гидролизованный полиакрилонитрил, латексы, полиолефины и др. Заливку нефтецементного раствора проводят с последующей промывкой излишков.

В заключение к вышесказанному можно сделать следующие выводы:

1. Проведено ранжирование по уровням регулирования снижения добычи попутной воды.
2. В макроуровне даны рекомендации по глобальному решению поставленной проблемы с перспективами применения новых путей развития разработки месторождений.
3. Микроуровень был выстроен и скомпонован на основе свойств действующих реагентов.

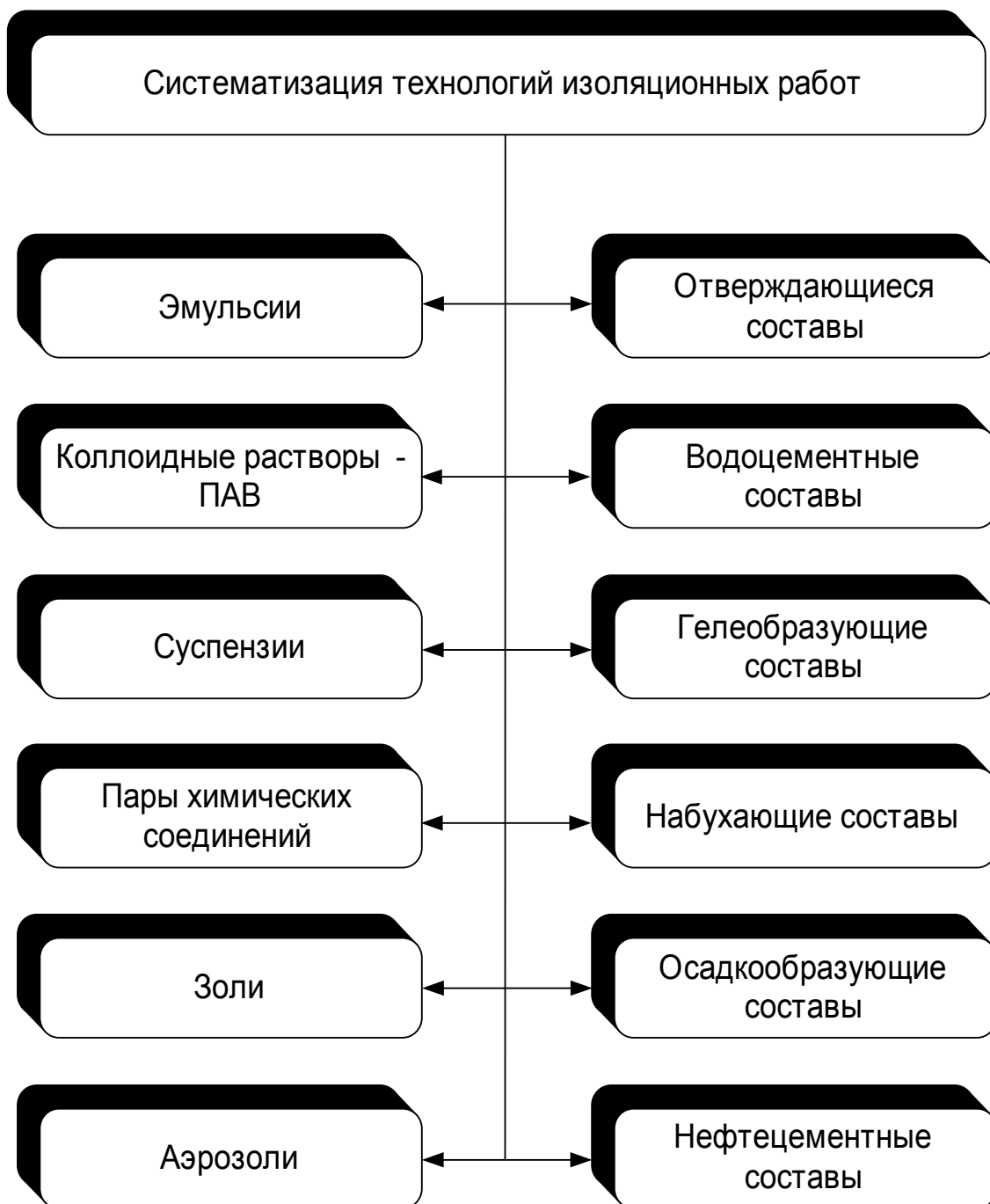


Рис. 3. Микро ранги

Литература

1. BP Statistical Review of World Energy 2011.
URL: <http://bp.com/statisticalreview> (дата обращения 22.11.2011).
2. Бейли Б., Крабтри М., Тайри Д., Кучук Ф., Романо К., Рудхарт Л., Элфик Дж. Диагностика и ограничение водопритоков // Нефтегазовое обозрение. 2001. Том 6. № 1. С. 44 - 67.
3. Меркулова Л.И., Гинзбург А.А. Графические методы анализа при добычи нефти. М.: Недра, 1986. 125 с.
4. Булгаков Р.Т. и др. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. М.: Недра, 1976. 175 с.
5. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. М.: Недра, 1999. 285 с.
6. Кравченко И.И., Иманаев Н.Г. Изоляция вод в нефтяных скважинах. М.: Гостоптехиздат, 1960. 188 с.
7. Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф., Волочков Н.С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2000. 424 с.

REGULATION RANKS OF ASSOCIATED WATER PRODUCTION DECREASE

R.N. Bakhtizin

Academy of sciences of Republic Bashkortostan, Ufa, Russia

I.G. Fattakhov

*Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University
Oktyabrsky, Russia, e-mail: i-fattakhov@rambler.ru*

Abstract. *Classification of associated water production decrease regulation levels is discussed in this article. It is separated on two big micro and macro groups. Basic subgroups are classified during these categories overview. Certain recommendations are suggested.*

Keywords: *development, water production, efficiency, regulation levels, macro and micro technologies*

References

1. BP Statistical Review of World Energy 2011. <http://bp.com/statisticalreview>
2. Baily B, Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roodhart L. Diagnostika i ogranichenie vodopritokov, *Neftegazovoe obozrenie*, 2001, Vol. 6, Issue 1, pp. 44 - 67. (Translated from: Baily B, Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roodhart L. Water control. *Oilfield Review*, Spring 2000, Vol. 12, Issue 1, pp. 30 - 51.)
3. Merkulova L.I., Ginzburg A.A. Graficheskie metody analiza pri dobychi nefti. (Graphical methods of analysis for oil production). Moscow: Nedra, 1986. 125 p.
4. Bulgakov R.T., Gazizov A.Sh., Gabdullin R.G., Yusupov M.G. Ogranichenie pritoka plastovykh vod v neftyanye skvazhiny (Restricting inflow of formation water in oil wells). Moscow: Nedra, 1976. 175 p.
5. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Povyshenie effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdenii na osnove ogranicheniya dvizheniya vod v plastakh (Improving the efficiency of oil field development by limiting the water movement in reservoirs). Moscow, Nedra, 1999. 285 p.
6. Kravchenko I.I., Imanaev N.G. Izolyatsiya vod v neftyanykh skvazhinakh (Water shut-off in oil wells). Moscow, Gostoptekhizdat, 1960. 188 p.
7. Umetbaev V.G., Merzlyakov V.F., Volochkov N.S. Kapital'nyi remont skvazhin. Izolyatsionnye raboty (Well workover. Insulating works). Ufa, Bashneft, 2000. 424 p.