

## СОСТОЯНИЕ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Айткулов А.У., Торейбай Г.Т.

*Бұл жұмыста нақтылы геологиялық және өндірістік құжаттарға талдау жасау арқылы көп мұнайлы қабаттардан тұратын Жетібай кенорнының қазіргі жағдайы және болашақтағы өндірілетін өнімнің мөлшерін кебейтетін әдістердің пайдалысын қолданудың жағдайы тәмамдалған.*

*This job has analyzed results of the condition Zetibaus fields, showed the basic methods for developing improvement of the oil reserves.*

В настоящее время на полуострове Мангыстау находится в разработке нефтегазовое месторождение, Жетыбай. По запасам углеводородов оно было первым крупным месторождением на Мангистау. [1]. Из одиннадцати объектов эксплуатации, выделенных на месторождении, в промышленной разработке по запроектированной технологии находятся семь объектов - Ю-Vаб, Ю-Vв+VI, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XII и Ю-XIII. На разбуренной части месторождения по этим объектам содержатся 79% всех запасов месторождения. Остальные 21% запасов подлежат разбуриванию. [2,1]

По состоянию на 01.01.2009г из месторождения отобрано 59853,8 тыс.т. нефти, 103162,7 тыс. т жидкости и 8902,5 млн.м<sup>3</sup> газа. Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов нефти месторождения 46,4%, достигнутая нефтеотдача - 17,97%. Закачано в пласт воды-172527,8 тыс.м<sup>3</sup> воды, в том числе: холодной - 168644,5 тыс.м<sup>3</sup> и горячей 3883,3 тыс.м<sup>3</sup>.

На 01.01.2004г эксплуатационный фонд месторождения составляет 1236 скважин, в том числе 914 добывающих и 322 нагнетательных. Совместно эксплуатируют два и более горизонта 37 добывающих и 3 нагнетательных скважины. Действующий фонд добывающих скважин составляет - 529, нагнетательных - 107 [2].

За последние пять лет разработки месторождения, отмечается устойчивый отбор воды в добываемой продукции. [3] Это связано с увеличением проводимых геологотехнических мероприятий по выводу скважин из бездействия, интенсификации притока жидкости в скважины, ремонтно-изоляционным работам, но, тем не менее, по отдельным скважинам наблюдается высокая обводненность. Темпы обводнения стали возрастать скважин 51,8 % (2001г) до 63,1 % (2004 г). [2].

Увеличение нефтеотдачи пластов - сложная проблема, для решения которой используется опыт, накопленный во всех областях нефтепромыслового дела. [4,5]

За многолетнюю практику эксплуатации нефтяных месторождений предложено множество методов и технологических приемов, позволяющих увеличить отбор нефти из пород. Увеличение нефтеотдачи пластов можно добиться искусственно, развивая и поддерживая в залежи благоприятные физические условия, обеспечивающие наиболее эффективное вытеснение нефти из коллектора. На промышленности обычно вода значительно лучше вытесняет нефть из пористых сред, чем газ. Поэтому везде, где это

целесообразно по геологическим условиям и экономическим соображениям, необходимо создавать естественный или искусственный водонапорный режим вытеснения. [6] Искусственно поддерживаемый водонапорный режим в залежи создают путем нагнетания воды с поверхности в пласт за контур нефтеносности или же в нефтяную часть залежи. Эффективность заводнения еще более повышается при добавлении в нагнетаемую в пласт воду специальных веществ, в результате чего улучшаются ее нефтевытесняющие свойства. [2,3]

Энергетический режим работы продуктивных горизонтов месторождения Жетыбай является смешанным. Гидродинамическая связь продуктивных горизонтов с законтурной областью проявляется достаточно слабо, кроме Ю-ХIII горизонта, имеющего активную водоносную зону. В связи с этим, для поддержания пластового давления по объектам эксплуатации месторождения Жетыбай Ю-II+III, Ю-IV, Ю-Vаб, Ю-Vв+VI, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI и Ю-XII, за исключением Ю-VII и Ю-XIII горизонтов, была запроектирована внутриконтурная система заводнения. Были проведены гидродинамические расчеты по определению объема внедрившейся в пласт воды за счет закачки, т.е. объема эффективной закачки воды. Под эффективной закачкой понимается объем закачиваемой воды, который расходуется только на компенсацию пластовой энергии, включая объемы уторка в законтурную область. [8] Потери в закачке в целом по месторождению составили 2,4 млн.м<sup>3</sup> или 48,5% от общего объема закачки, т.е. на вытеснение нефти расходуется 51,5% закачиваемой воды. Таким образом, потери закачиваемой воды значительные. Общие потери закачиваемой воды превышают проектную величину в 2 раза из-за потерь на поверхности и утечки закачиваемой воды в непродуктивные пласты.

Более эффективная выработка запасов по горизонтам возможно призабойной зоны пласта широким внедрении следующих геолого-технических мероприятий:

1. Продолжение технологии интенсификации добычи нефти с помощью эмульсии комплексного воздействия, обеспечивающей одновременно удаление асфальтосмолопарафиновых отложений и растворение сульфатных и карбонатных солей.
2. Реперфорация + эмульсионно-кислотное воздействие. Перфорация разрушает структуры до мелких частиц а ЭКВ их растворяет и превращает в однородную жидкость, что в свою очередь позволяет увеличить МРП(межремонтный период), предотвращая отложения солей и мехпримесей в седловине и плунжере глубинного насоса. [5].
3. Применение метода ГРП. Гидроразрыв пласта можно рассматривать как гидромеханический метод воздействия на продуктивный пласт призабойной зоны пласта которым за счет созданной трещины расширяется область пласта, дренируемая скважиной, подключаются ранее не участвующие в разработке участки залежи, создается высокопроводящий канал для поступления флюида в скважину. Это позволяет увеличивать в несколько раз дебит скважины и коэффициент нефтеизвлечения и тем самым переводить часть забалансовых запасов в промышленные. [7]
4. Применение химреагентов в комплексе - выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах и одновременно ограничение водопритока в добывающих скважинах.(по схеме: нагнетательная +

добывающая) термостойкими гелеобразующими химреагентами, так как пластовая температура составляет около 100<sup>0</sup>с. По результатам гидродинамических исследований призабойной зоны пласта высокой пластовой температуры использованные ранее ВУС неэффективны. Они разлагаются и выносятся на поверхность призабойной зоны пласта добычи нефти в течение 28-30 дней.

5. Регулирование закачки методом выравнивания профиля приемистости и остановки высокообводненных скважин с последующим проведением ремонтноизоляционных работ (РИР).

Для выработки трудноизвлекаемых запасов необходимо:

создание высоких градиентов давления за счет увеличения давления в точках нагнетания;

осуществление глубокой реперфорации плюс ГРП;

продолжение проведения избирательного заводнения, так как система воздействия блокового-очагового заводнения нарушена полностью.

#### **Литература:**

1. Айткулов А.У. Оценка эффективности объёма и потери нагнетаемой воды по УШ, X и X11 горизонтам месторождения Жетыбай. /Сб. докл. респ. науч. техн. конф. - Шевченко, 1990 г.-стр.5-7.
2. Айткулов А.У Результаты внедрения очагового заводнения и увеличения объёма закачиваемой воды в "НГДУ" Жетыбайнефть Вып.12-стр-15-17
3. Айткулов А.У «Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений». Москва, ВНИИОЭНГ. 2000г., 227 с.
4. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения. Материалы совещания. г. Альметьевск.- сентябрь, 1995г.- М.:ВНИИОЭНГ, 1996 - 588 с.
5. Айткулов А.У. Основы подземной гидромеханики и разработки нефтяных месторождений. Алматы, 2003, 332 с.
6. Муслимов Р.х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. - Казань.: Таткнигоиздать, 1989. 136 с.
7. Киинов Л. К.«Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в Западном Казахстане»-М,: ВНИИОЭНГ, 1996 г.- 107 с.
8. Разработка нефтяных месторождений. Издание в 4 т. Под ред. Н.И.Хисамудинова, г.з. Ибрагимова.- М.: ВНИИОЭНГ, 1994, 417 с