

ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ  
ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ЦИКЛА

А.А. Арестов

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оптимизация эффективности разработки месторождений на поздней стадии жизненного цикла привлекает все больший интерес в России и во всем мире. Возникновение этой темы связано с тем, что в современном мире неизбежно появление новых технологий и подходов, использование которых позволит увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и объем добычи на старых месторождениях.

Ранее в нефтяной науке КИН определялся на ранних этапах разработки по аналогии, а после – по фактическим данным разработки. Он представлял собой единый коэффициент нефтеотдачи до тех пор, пока академик А. П. Крылов не предложил представление КИН в виде произведения двух коэффициентов – вытеснения и охвата вытеснением, а затем  $K_{\text{охв}}$  в российской науке также разбили на две составляющие – коэффициенты сетки и заводнения. На данный момент выделяют от двух до шести и более различных коэффициентов-сомножителей КИН.

КИН разделяют на коэффициенты-сомножители для того, чтобы радикально ускорить поиск оптимальный путей разработки за счет сокращения количества рассматриваемых вариантов. Множество компаний при поиске целесообразных вариантов разработки своих месторождений, используют разбиение КИН на составляющие и оптимизации каждого параметра в отдельности. Очевидно, что для достижения максимально возможного значения КИН, необходимо максимизировать все его коэффициенты-сомножители. Для этого необходимо определиться с тем, какие мероприятия могут в данном конкретном случае значимо увеличить каждый коэффициент.

На основе процедур, которые направлены на увеличение коэффициентов-сомножителей, складываются варианты разработки для всего месторождения. Далее на основе экономического анализа и доработки вариантов в процессе итераций с использованием гидродинамической модели, выбирается оптимальный вариант разработки.

В данной работе использовалось следующее представление КИН:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \times K_{\text{др}} \times K_{\text{охв}} \times K_{\text{отс}},$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения;  $K_{\text{др}}$  – коэффициент дренирования;  $K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата;  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отсечения.

В целях поиска путей оптимизации повышения КИН, повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений месторождения принято делить на три основных этапа.

*Первый этап.* Для добычи нефти, на этом этапе, максимально используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

*Второй этап.* На данном этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды. Этот метод принято называть вторичными.

*Третий этап.* На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Он применяется на старых месторождениях. Рассмотрим этот этап подробнее.

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН, третичные методы нефтедобычи) – это общее понятие, объединяющее технологии, которые позволяют существенно увеличить КИН по сравнению с методами первичной и вторичной нефтедобычи. В настоящее время только 3% нефти в мире добываются за счет МУН, однако в США, где большинство крупных месторождений уже десятки лет назад вошли в фазу зрелой разработки, процент существенно выше – до 10%. Выделяется три главных класса МУН – тепловые методы, смешивающееся вытеснение и заводнение с использованием химических реагентов.

В общем объеме добычи нефти по миру третичным методом преобладает добыча за счет проектов по смешивающейся закачке газов ( $\text{CO}_2$ , УВ) и проектов по закачке пара. В России достаточно высокая доля добычи нефти от МУН получена в результате закачки химических реагентов. В основном используются сшитые полимерные гели, которые не относятся к МУН в международной классификации.

Для того чтобы понять, насколько может быть велик потенциал в увеличении КИН для месторождений с использованием МУН, а также понять какие мероприятия приводили ранее к увеличению добычи и КИН на аналогичных зрелых месторождениях, полезно посмотреть на опыт разработки месторождений-аналогов. Существует довольно большое количество подходов в определении того, какое месторождение или пласт являются лучшим аналогом для другого месторождения. Понятно, что все месторождения в определенной мере уникальны, следовательно, никогда нельзя подобрать полный аналог – целью поисков является нахождение лучшего аналога среди существующих месторождений.

Один из методов поиска аналогов и оценки КИН описан в статье (Wickens et al., 2010). Метод основан на вычислении индекса «сложности» месторождения, который представляет собой сумму четырех параметров, зависящих от вязкости нефти, вертикальной неоднородности пласта, плотности геологических запасов на единицу площади, структурного фактора (наличие блоков, разломов, осложнений). Таким образом, чем выше индекс, тем выше «сложность» месторождения (рис. 1.).

## СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На основании имеющейся у экспертов компании Baker Hughes информации, приемлемыми аналогами месторождения У могут служить Купарук, Норс Вард Эстес и Западно-Салымское месторождение.

Месторождение Купарук расположено на севере штата Аляска и является вторым по величине в Северной Америке. В настоящее время для поддержания добычи ведутся следующие работы: уплотняющее бурение, закачка воды, ВГВ в смешивающемся и несмешивающемся режиме, активно применяется бурение ЗБС с применением гибких труб. На рис. 2 представлен профиль добычи по месторождению Купарук и добыча за счет применения ВГВ.

Прогнозный КИН за счет вторичных методов нефтедобычи составляет 33 %, общий прогнозный КИН по месторождению с учетом третичных методов нефтедобычи – 41 %, то есть дополнительный КИН за счет ВГВ – 8 %.

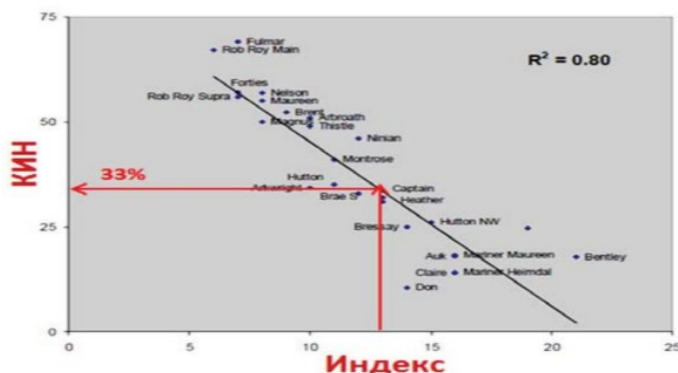


Рис. 1 Зависимость КИН от индекса сложности месторождения

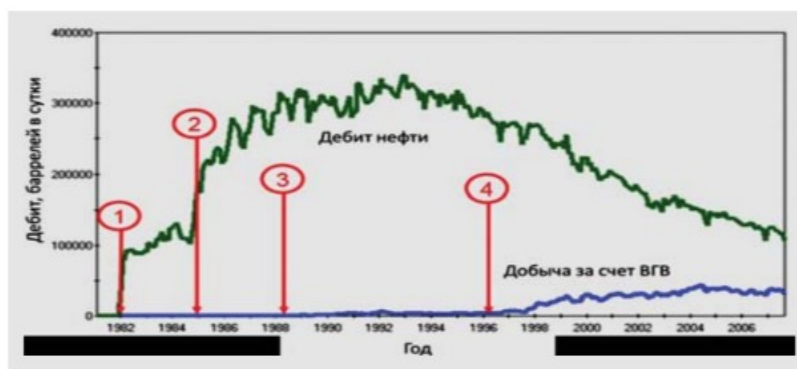


Рис. 2 Дебит нефти для месторождения Купарук

дебит нефти с 5000 до 10 000 брл/сут (рис. 2). Помимо закачки углекислого газа наиболее эффективными мерами поддержания добычи были признаны уплотняющее бурение, повторный ГРП, трансформация сетки и увеличение закачки воды. По данным компании-оператора, конечный КИН за счет методов вторичной добычи составит 31 %, КИН с применением методов третичной добычи – 39%, с учетом расширения зоны ВГВ, есть возможность увеличения КИН вплоть до 51 %.

Западно-Салымское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Западной Сибири. Проект ASP технологически очень сложный, в России такая технология применяется впервые. Кроме того, в мире крайне мало примеров, когда ASP применяется для месторождений с легкой нефтью. Начальные стадии проекта включали в себя эксперименты на керне и полевые испытания. На первом этапе были проведены лабораторные исследования, которые показали, что некоторые щелочь-ПАВ-полимерные составы (в том числе Российского производства) позволяют добыть 96 % всей начальной нефти и снизить остаточную нефтенасыщенность до 5 % (Chmuzh, I., SPE 162063, Karpan V. M., SPE 169157). Далее было проведено испытание в одиночной скважине, в результате эффективность щелочь-ПАВ-полимерного состава была продемонстрирована в полевых условиях, было добыто порядка 94 % от геологических запасов нефти в исследуемой прискважинной зоне ( $\approx 10$  м) (Harm Dijk et al. SPE 136328).

### Литература

1. Harm Dijk et al., Salym Chemical EOR Project. 2010. Integration Leads the Way to Success (Russian). SPE-136328-RU.
2. Lyssenko V.D., Graipher V.I. 2005. Rational field development.
3. Whiting Petroleum Host. 2011. Field trip to the North Ward Estes CO2 flood and facilities. Whiting Petroleum corp. CO2 Flooding Conference.