

## **"Как выполнить анализ разработки нефтяного месторождения"**

Ан.Н.Янин, ООО "ТЭРМ" (г.Тюмень)

При составлении проектных документов на разработку нефтяного (газонефтяного) месторождения автору проекта нормативными документами [1, 2] предписывается провести анализ разработки месторождения. Что же такое анализ разработки?

В работе [3] дано следующее достаточно объемное определение: «Анализ разработки – это комплексное изучение результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов в процессе разработки объекта, а также динамики показателей разработки с целью установления текущего размещения запасов нефти, газа и процессов, протекающих в продуктивных пластах, с выработкой на этой основе рекомендаций по регулированию разработки в целях интенсификации добычи углеводородов и повышения степени использования недр»

В целом, это определение достаточно точно и полно отражает сущность и цели проведения анализа разработки.

Как же он выполняется, из каких направлений состоит, что является предметом анализа?

В указанных документах [1, 2] суть проведения анализа разработки излагается крайне скупо. Основная задача согласно указанным документам весьма проста – сравнить проектные и фактические параметры разработки для ряда технологических показателей (добыча, фонд скважин, дебит, обводненность, закачка воды и др.). Нам представляется, что это весьма упрощенное и неполное отражение задач анализа разработки нефтяного месторождения и что эти задачи гораздо многообразнее и сложнее. Следует указать, что и требования к разделу по изучению выработки запасов нефти в указанных документах сформулированы также весьма невнятно и отрывочно.

Обнаруживается, что в учебных пособиях и научных трудах, четко и конкретно в исчерпывающем виде не сформулирован перечень задач инженера-проектировщика при проведении анализа разработки нефтяного месторождения. Попытаемся, насколько возможно в рамках статьи, сформулировать и конкретизировать эти задачи.

Таким образом, цель статьи – кратко и доступно изложить перечень вопросов и направлений, которые должен исследовать инженер-проектировщик при проведении анализа разработки нефтяного месторождения в составе проектного документа (технологическая схема или проект разработки, авторский надзор\* за разработкой).

---

\* В сокращенном виде.

**Раздел по анализу текущего состояния разработки месторождения является одним из наиболее важных элементов проектного документа, т.к. на основе проведенных здесь исследований и полученных результатов проектируется дальнейшая разработка месторождения.**

Объектами проведения анализа являются – собственно месторождение (в т.ч. по составляющим лицензионным участкам), отдельные его площади, эксплуатационные объекты, пласты, залежи, блоки, зоны (чистонефтяная, водонефтяная, газонефтяная и др.), участки с различными литотипами строения пластов, группы скважин, скважина.

Анализ разработки должен выполняться на фактической геолого-промысловой базе, в тесной увязке с конкретной геологофизической характеристикой скважин, участков, зон, пластов, объектов разработки.

Ключевыми технологическими параметрами, подлежащими исследованию при проведении анализа разработки, являются: коэффициент извлечения нефти (КИН), фонд скважин, объем вовлеченных эксплуатационным бурением геологических запасов, коэффициент охвата воздействием ( $K_{\text{охв}}$ ), годовое и накопленное количество добытых флюидов и закачанных агентов, дебиты по нефти, газу, конденсату и жидкости, обводненность добывающих скважин, приемистость нагнетательных скважин, темпы отбора нефти и жидкости от начальных извлекаемых нефти (НИЗ) и текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), компенсация отборов жидкости закачкой в пластовых условиях, энергетика залежей, неработающий фонд скважин и др.

Анализ разработки представляется в соответствующем разделе проекта, вначале в обобщенном виде, в целом по месторождению, а затем по его составляющим (лицензионные участки, площади, эксплуатационные объекты, пласты, залежи и т.д.).

В начале обобщения материалов дается краткая качественная характеристика проблем текущего состояния разработки месторождения (объекта) с указанием достигнутых ключевых показателей, основных задач в разработке исследуемых объектов, факторов, осложняющих процесс извлечения запасов нефти, газа, конденсата из недр.

**Анализ фонда скважин включает в себя изучение, обобщение и представление материалов по следующим направлениям:**

- степень разбуренности утвержденного проектного фонда скважин;
- реализованные плотности («базовые» и «условные») сетки скважин по объектам, участкам, зонам, в т.ч. и с учетом зарезок боковых стволов;
- в случае увеличения фонда или отмены части проектных скважин указываются причины, вызвавшие эти изменения;
- соблюдение проектного порядка и очередности эксплуатационного разбуривания, выполнение проектных объемов проходки;
- соответствие фактического местоположения забоев пробуренных скважин и их назначения, проектным;

- рациональность соотношения числа действующих добывающих и нагнетательных скважин, достигнутых на различных этапах разработки объекта;
- количество введенных в эксплуатацию поисково-разведочных скважин;
- количество неработающих скважин (по категориям фонда), причины их бездействия;
- количество и роль контрольных скважин;
- количество ликвидированных скважин, причины ликвидации.

**При анализе добычи нефти, газа, конденсата освещаются следующие направления и исследуются (в динамике по годам) технологические показатели:**

- годовые и накопленные отборы флюидов, ранее достигнутые за историю максимальные уровни, темпы отбора флюидов;
- время работы скважин;
- накопленные показатели отборов нефти, газа, конденсата и жидкости в расчете на одну скважину, перебивавшую в эксплуатации за историю;
- применяемые способы эксплуатации добывающих скважин, технологические показатели работы различных (по способам добычи) групп скважин;
- изучаются дебиты скважин по нефти, жидкости, газу, конденсату (в т.ч. ранее достигнутые максимальные величины);
- отдельно исследуются показатели эксплуатации добывающих скважин различных типов и конструкций (наклонно-направленные, горизонтальные, многозабойные и др.)
- отдельно обрабатываются показатели по новым скважинам, пробуренным в последние годы: сопоставляются их проектные (предполагаемые) и фактические геологофизические параметры (поскважинно): нефтенасыщенные толщины, проницаемость, проводимость, нефтенасыщенность, дебиты скважин, обводненность, режимы их эксплуатации;
- характеристика степени вскрытия имеющихся в скважинах нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов перфорацией (поскважинно). Приводятся также нефтенасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства и нефтенасыщенность ранее пропущенных, неперфорированных интервалов;
- анализируются результаты эксплуатации скважин при отдельном и совместном вскрытии пластов, а также результаты, полученные по литотипам различного геологического продуктивных пластов;
- строятся полигоны распределения числа добывающих скважин по величинам годовой и накопленной добычи нефти и жидкости, дебитам нефти и жидкости, обводненности продукции, времени работы, накопленному водонефтяному фактору (ВНФ) и т.д.;

- изучается распределение скважин действующего добывающего фонда по величинам текущих давлений – забойного, пластового, депрессии на пласт;

- рассматриваются результаты эксплуатации скважин, расположенных в зонах различного начального насыщения: чистонефтяная зона (ЧНЗ), водонефтяная зона (ВНЗ), газонефтяная зона (ГНЗ) и др., по интервалам нефтенасыщенных толщин, проницаемости, проводимости, зонам «контактности-неконтактности» запасов. Исследуются безводные и водные периоды их работы (продолжительность, дебиты, накопленные отборы нефти, воды, водонефтяной фактор, динамика величины газового фактора, степень использования добываемого попутного газа. Приводятся показатели эксплуатации введенных в добычу разведочных скважин.

Подробно и целенаправленно на базе конкретных геологофизических и промысловых данных инженером-проектировщиком исследуется:

- соответствие фактической (достоверно определенной по достаточному количеству устьевых проб) и проектной обводненности отключения добывающих скважин из эксплуатации;

- обоснованность временной консервации пробуренных добывающих скважин, перевода их под закачку и в другие категории фонда;

- обоснованность перевода под нагнетание крайних добывающих скважин с точки зрения недопущения отеснения за контур и потерь оставшихся подвижных запасов нефти;

- обоснованность перевода (возврата) добывающих скважин на другие (непроектные) объекты, исходя из условия обеспечения наиболее полного извлечения запасов нефти этими скважинами на базовых проектных горизонтах;

- добывные возможности неработающего фонда скважин, причины их бездействия. Оцениваются ожидаемые (с учетом реализации геолого-технических мероприятий) их дебиты по нефти и жидкости, входная обводненность, ожидаемая дополнительная накопленная добыча нефти, суммарный («гипотетический») суточный потенциал этих скважин по добыче нефти и жидкости.

По каждому эксплуатационному объекту при анализе на дату проектирования строятся карты текущего состояния разработки, накопленных отборов нефти, жидкости и закачки воды, текущих пластовых и забойных давлений, фактических депрессий на пласт, динамических уровней и других параметров.

**Анализ системы поддержания пластового давления (ППД) выполняется по следующим направлениям и показателям:**

- годовые и накопленные объемы закачки рабочих агентов (вода и др.), ранее достигнутые за историю максимальные объемы;

- степень вскрытия эффективной толщины продуктивных пластов (эксплуатационных объектов) в пробуренных нагнетательных скважинах внутри залежи и за контуром нефтеносности;
- эффективность влияния организованной закачки на работу добывающих скважин в различных зонах залежей (участки сложного строения, низкопроницаемые коллектора, линзы и т.д.);
- характеристика закачки воды в пласты (эксплуатационные объекты) через совместные (в т.ч. с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки - ОРЗ) и отдельные нагнетательные скважины;
- оценка эффективности приконтурной и законтурной закачки, расчет величин оттоков нагнетаемой воды в законтурную область, оценка «эффективной» (полезной) компенсации;
- исследование эффективности работы нагнетательных скважин, расположенных в «барьерных» рядах газонефтяных и нефтегазовых залежей;
- проведение анализа циклической закачки воды, изменения направления фильтрационных потоков (ИНФП), реализованных параметров указанных технологий и их эффективности;
- распределение количества нагнетательных скважин по величинам годового и накопленного объемов закачки, текущей и максимальной (за историю) приемистости, рабочему устьевому давлению нагнетания, репрессии на пласт, времени работы, простоя и др.;
- исследуется возможность и целесообразность ввода в ППД скважин из неработающих нагнетательных, добывающих и скважин других категорий.

#### **Анализ энергетического состояния залежей включает в себя:**

- краткую характеристику истории организации заводнения по объектам разработки;
- текущую и накопленную компенсацию отборов жидкости (в пластовых условиях) закачкой по пластам, объектам, блокам, участкам, залежам, площадям;
- характеристику энергетического состояния залежей (пластов), участков месторождения, разрабатываемых на естественном режиме (без ППД);
- информацию о количестве и датах замеров пластового давления (прямых – манометром), способах расчета и осреднения полученных данных;
- построение распределения количества добывающих и нагнетательных скважин по величине текущего пластового давления;
- начальное пластовое давление и давление насыщения нефти газом, текущие средневзвешенные пластовые давления в зонах отбора, нагнетания и по площади эксплуатации (в контуре нефтеносности), а также пластовое давление в законтурной области залежей;
- степень снижения средневзвешенного текущего пластового давления по зоне добычи относительно начального (в МПа и %);

- выделение зон отбора и добывающих скважин с максимально сниженным текущим пластовым давлением, с указанием величины падения давления против начального (в МПа и %), также дается его сравнение с давлением насыщения нефти газом. Оценивается технологическая допустимость указанного снижения давления;
- оценку влияния простоев добывающих, нагнетательных скважин или прекращения эксплуатации залежи в целом - на величину пластового давления;
- по каждому эксплуатационному объекту на дату проектирования строятся карты равных текущих пластовых давлений (изобар) и др. карты.

**Анализ эффективности гидродинамических методов регулирования процесса разработки нефтяных залежей** проводится по следующим направлениям и технологиям:

- бурение уплотняющих добывающих и нагнетательных скважин («сгущение» сетки скважин);
- разукрупнение эксплуатационных объектов;
- приобщения и дострелы продуктивных пластов;
- перевод отработавших скважин на другие объекты разработки;
- преобразование системы заводнения в более или менее интенсивные;
- организация дополнительных разрезающих рядов;
- очаговое заводнение. Перевод в ППД добывающих скважин;
- перенос линий (фронта) нагнетания;
- циклическое (нестационарное) заводнение, изменение направления фильтрационных потоков;
- форсированный отбор жидкости по добывающим скважинам (ФОЖ).

При этом характеризуются объемы внедрения указанных методов за историю разработки, оценивается их эффективность, даются рекомендации по дальнейшему их применению и развитию.

### **Анализ выработки запасов нефти из продуктивных пластов**

**Этот подраздел анализа разработки является одним из наиболее важных элементов в составе проектного документа.**

Цель анализа – установить с максимальной точностью достоверную картину распределения как начальных, так и текущих извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата в объеме залежей, определить фактические величины достигнутых КИН, оценить рациональность сложившихся темпов отбора вовлеченных активных запасов, установить структуру, объемы и качество запасов, не вовлеченных в активную эксплуатацию, разработать рекомендации по их эффективному освоению.

Представляет интерес такой показатель, как КИН за безводный период эксплуатации объекта, как отношение суммы безводной добычи нефти из

всех проработавших скважин на дату анализа, к количеству начальных геологических запасов.

Информацией для проведения анализа выработки запасов являются:

- результаты исследований по определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой и др. агентами в лабораторных условиях (на керне);
- результаты гидродинамических и промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин по контролю за разработкой;
- промысловые данные о работе скважин;
- результаты других специальных исследований (индикаторные, гидрогеохимические, фотоколориметрические, данные сейсмоки 3D и 4D и др.);
- результаты математического моделирования процесса разработки эксплуатационных объектов на созданных и хорошо адаптированных к истории разработки постоянно действующих трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделях (ПДГГМ).

По результатам промыслово-геофизических исследований пробуренных скважин анализируются:

- профили притока и приемистости по разрезу скважин, их изменение во времени;
- изменение нефтегазонасыщенности пластов во времени;
- данные о распределении отборов и закачки по разрезам скважин в случае совместного и раздельного вскрытия пластов – по зонам, участкам, литотипам пород;
- источники обводнения скважин;
- направления и скорости продвижения фильтрационных потоков в залежах;
- достигнутые коэффициенты охвата пластов и эксплуатационных объектов воздействием.

Оцениваются коэффициенты работающих толщин ( $K_{рТ}$ ) по разрезу совместно- и раздельно вскрытых пластов в добывающих и нагнетательных скважинах. Представляются сведения о толщинах и геолого-физических параметрах неработающих пропластков, проводится их сравнение с параметрами работающих интервалов, оцениваются предельно допустимые их соотношения для принятия решения о возможности (или нецелесообразности) объединения пластов в один эксплуатационный объект.

Приводятся характеристики достигнутых величин коэффициентов извлечения нефти, коэффициентов охвата воздействием, темпов отбора начальных и текущих извлекаемых запасов, «кратности» (т.е. условного срока извлечения) текущих извлекаемых запасов, степени и эффективности выработки запасов - из коллекторов различного строения (монолиты, тонкослоистые коллектора и т.д.), по участкам, блокам, зонам насыщения и т.д.

По эксплуатационным объектам определяется объем запасов нефти, как вовлеченных в активную разработку, так и неохваченных сеткой разбуривания. Непосредственно по вовлеченным (активным) запасам нефти оцениваются достигнутые коэффициенты извлечения нефти, отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, темпы отбора начальных и текущих извлекаемых запасов нефти, «кратность» текущих извлекаемых запасов, удельный ТИЗ нефти, приходящийся на одну действующую добывающую скважину.

Устанавливаются причины отсутствия или слабой выработки запасов нефти из отдельных участков залежей и интервалов разреза:

- отсутствие сетки эксплуатационного разбуривания, редкая сетка скважин;
- отсутствие перфорации интервалов разреза продуктивного пласта;
- отсутствие или недостаточно активное влияние закачки на работу добывающих скважин;
- совместная разработка резко отличающихся по фильтрационно-емкостным свойствам высоко- и низкопроницаемых пластов (интервалов разреза) в составе единого эксплуатационного объекта;
- низкие дебиты скважин, низкое текущее пластовое давление, высокие забойные давления из-за неудачно выбранного скважинного глубиннонасосного оборудования;
- отсутствие или недостаточный объем проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов увеличения нефтеотдачи (МУН), слабая их адресность и глубинность обработки пластов;
- другие причины.

В итоге, формулируются выводы об эффективности применяемых систем разработки.

Материалы анализа выработки запасов представляются в виде:

- таблиц и графиков (произвольной формы);
- характеристик вытеснения типа:
  - «КИН – обводненность»;
  - «отбор от НИЗ – обводненность»;
  - «темпы отбора НИЗ/ТИЗ – отбор от НИЗ»;
  - «степень прокачки  $\tau_{пл}$  – КИН»,
  - «накопленный ВНФ – КИН» и др.;
- наглядных профилей выработки запасов по разрезу эксплуатационного объекта (в т.ч. вкост линий нагнетания);
- карт плотности подвижных текущих извлекаемых запасов нефти и текущей нефтенасыщенности на дату проектирования по всем продуктивным пластам и эксплуатационным объектам.

В анализе полезно привести информацию по объектам-аналогам рассматриваемого района или других нефтяных регионов.



По результатам анализа формулируются основные выводы по текущему состоянию разработки месторождения (объекта), эффективности применяемых систем разработки, даются конкретные, адресные, «поскважинные» мероприятия по интенсификации выработки запасов, увеличению коэффициента охвата и коэффициента нефтеизвлечения.

### **Заключение**

- 1). В статье отражены в конкретном виде основные направления выполнения анализа текущего состояния разработки нефтяного месторождения при составлении проектного документа.
- 2). Автор полагает, что эти рекомендации могут быть полезны специалистам в области проектирования разработки месторождений углеводородного сырья, а также производственникам, геологам и другим специалистам.
- 3). Возможно, представленные в статье направления анализа разработки могут быть учтены при составлении окончательной редакции Национального стандарта [2].

### **Список литературы**

1. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М., 2007г.
2. Правила проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. /Проект национального стандарта// Вестник ЦКР Роснедра, 2006, №3, с.25-58.
3. Ю.Н.Брагин, С.Б.Вагин, И.С.Гутман, И.П.Чоловский. Нефтепромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Понятия. Определения. Термины. //М., Недра, 2004, с.283.

Автор,  
директор ООО "ТЭРМ"

А.Н.Янин