

© К.М. ФЕДОРОВ, Л.М. КАДОЧНИКОВА, Т.М. МУХАМЕТЗЯНОВ

kfedorov@utmn.ru, kadochnikova.liliya@mail.ru

УДК 532.546

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ЗАЛЕЖИ КАК ОСНОВА ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АННОТАЦИЯ. В работе изложен комплексный подход к проведению гидродинамического мониторинга месторождений, позволяющий решать назревшие проблемы разработки, грамотно планировать геолого-технологические мероприятия (ГТМ). В рамках мониторинга рекомендуется реализовать комплексную программу исследования скважин, анализ энергетического состояния, разработку целевой программы ГТМ.

SUMMARY. This work concerns field monitoring. Best management practices of oil field development include application of different wellworks. Weighted analysis of oilfield development and topical questions of production and waterflooding are necessary for competent planning of wellwork program. There are integrated programs of well surveying, energy analyses and program of wellwork recommended by field monitoring.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Гидродинамический мониторинг, геолого-технологические мероприятия, скважина.

KEY WORDS. Field monitoring, wellwork, well.

Состав работ по мониторингу разработки месторождений на сегодня не регламентирован и часто ограничивается только перестройкой математических моделей с учетом новых промысловых данных и выработкой общих рекомендаций на их основе по дальнейшей разработке месторождения. Программа традиционных исследований пласта проводится для решения оперативных задач и зачастую не направлена на решение актуальных задач разработки в целом. Выбор скважин-кандидатов для исследований часто проводится по остаточному принципу. В ряде случаев отсутствует системный подход к изучению залежей и месторождений.

В результате геолого-технологические мероприятия (ГТМ), определяемые в ходе работ по мониторингу, направлены, как правило, на интенсификацию притока и ограничение добычи воды, а не решают комплексных проблем месторождения в целом. Рекомендуемый список проведения ГТМ часто является недостаточно конкретным, в нем указывается лишь общее количество мероприятий различного типа [1].

На сегодняшний день назрела необходимость в дополнении сложившейся схемы проведения мониторинга новыми видами работ и регламентации его задач и содержания. В первую очередь эти работы должны быть направлены на снижение неопределенности представлений о геологической структуре залежи и детальный анализ энергетического состояния объекта разработки. Результаты этих исследований направлены на разработку целевой программы ГТМ для согласованного воздействия на добывающие и нагнетательные скважины. Выполнение такой программы позволит поднять степень извлечения запасов углеводородов и, следовательно, повысить эффективность разработки месторождения в целом.

В работе предлагается новая концепция гидродинамического мониторинга (рис. 1), включающая, помимо традиционно выполняемых, ряд дополнительных работ.

Новые задачи мониторинга в первую очередь связаны с разработкой комплексной программы исследования скважин. Целью этой программы является снятие неопределенностей в геологической и гидродинамической моделях, оптимизация объема и видов исследования с целью повышения их информативности, и вместе с тем минимизация потерь добычи при исследованиях [2].

Степень изученности залежей в большинстве случаев крайне неравномерна как по площади, так и по запасам. Гидродинамические исследования позволяют уточнить геологическое строение объектов разработки, а также снизить неопределенности в определении петрофизических параметров пласта. Основная проблема заключается в определении минимального объема исследований, а следовательно, и минимальных потерь добычи и опорной сетки исследуемых скважин для получения максимального количества необходимой информации.

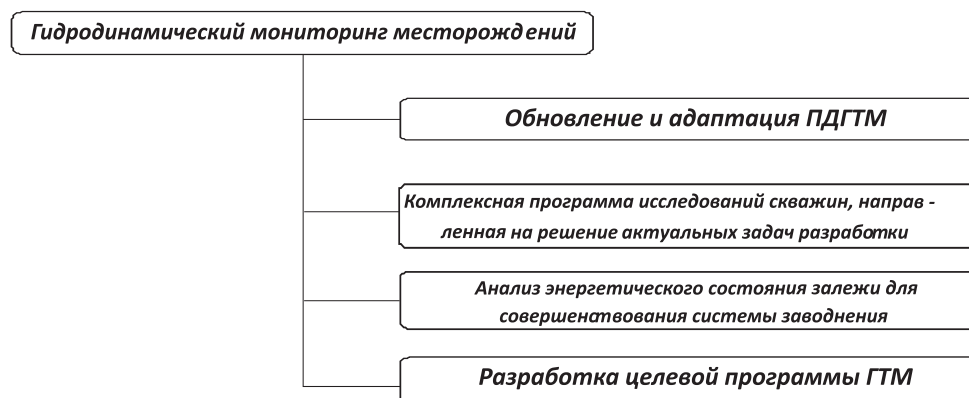


Рис. 1. Концепция гидродинамического мониторинга месторождений

Предлагается следующий алгоритм построения опорной сетки исследуемых скважин при минимальных потерях добычи, связанных с остановками скважин и проведением исследований. Первый этап заключается в выделении областей залежи, требующих дополнительных исследований. Этот этап включает анализ:

- добывающего фонда скважин с выделением скважин, работающих с недостигнутым потенциалом (разность между потенциальным и фактическим дебитом более $10\text{ м}^3/\text{сут}$). Данное расхождение указывает на некорректность используемых параметров пласта при расчете потенциала.
- характеристик обводнения скважин, в ходе которого составляется список скважин, рекомендованных для исследования методами промысловой геофизики и гидродинамических исследований скважин.
- неопределенностей параметров месторождения.

Второй этап заключается в выборе скважин под исследования. Для этого проводится анализ добывающего фонда в определенных на первом этапе областях с выделением скважин высокодебитного фонда, дающего более 50% от суточной добычи нефти. Остановка данного фонда скважин повлечет большие потери по нефти, в силу чего данные скважины получают меньший приоритет

при выборе для исследований. На основе этой выборки составляется опорная сетка исследуемых скважин.

Содержание следующего этапа заключается в предварительном проектировании (дизайне) исследований на основе имеющихся накопленных данных об объекте разработки. Дизайн позволяет оптимально подобрать технологию исследования, режимы работы скважины при проведении исследования методом установившихся отборов, оценить необходимую продолжительность исследования, радиус исследования.

Актуальность работы по интеграции данных различных видов исследований (петрофизические исследования на керне, геофизические исследования скважин (ГИС), гидродинамические исследования (ГДИ)) обусловлена существенным различием значений получаемых параметров. На сегодняшний день имеются хорошо отрабатанные методики интеграции геолого-физических и петрофизических исследований, однако нет общепринятой методики согласования этих данных с результатами гидродинамических исследований.

В основе одной из рекомендуемых методик интеграции данных лежит анализ результатов гидродинамических исследований, сопоставление с данными по модели и построении карт множителей kh в целом по пласту. Метод заключается в определении коэффициентов расхождения проницаемостей, определенных по данным ГИС и ГДИ, интерполяции полученных коэффициентов по площади месторождения и пересчете куба данных по проницаемости (разрезу и площади) с учетом карты значений коэффициентов. Проверкой правильности проведения процедуры корректировки куба kh является адаптация модели на историю разработки.

Второй ключевой момент концепции гидродинамического мониторинга заключается в разработке программы управления заводнением через систему мероприятий по анализу и исследованию энергетического состояния залежи.

Методика анализа энергетического состояния залежей включает расчет пластового давления в зонах дренирования работающих скважин с учетом неоднородностей пласта, оценку доли нецелевой закачки воды и т.п. Карты изобар позволяют отслеживать изменения энергетического состояния залежи в процессе разработки, анализировать эффективность действующей системы ППД, делать выводы о наличии нецелевой закачки.

На сегодняшний день, ввиду недостаточного количества прямых замеров пластового давления, построенные по этим данным карты имеют низкую разрешающую способность и не способны детально характеризовать состояние разработки. В отличие от прямых замеров промысловых данных по дебитам и забойным давлениям работающих скважин достаточное количество. Использование этих данных при построении карты изобар позволяет снизить неопределенности при анализе энергетического состояния залежи.

В рекомендуемой методике [3] при построении карт изобар, кроме прямых замеров давления в пьезометрических скважинах, результатов гидродинамических исследований, используются данные эксплуатации скважин. Основная идея методики состоит в определении области дренирования скважины, определяемой ее дебитом, пересчете забойного давления на пластовое и уточнения карты давлений с учетом «веса» определенного таким образом значения.

При расчете пластового давления используется принцип суперпозиции. Режим течения в зоне дренирования каждой скважины считается установившимся. Тогда распределение давления определяется гидропроводностью пласта

в зоне дренирования G_i . Представим такой пласт в виде однородного со средней гидропроводностью:

$$G_{cp} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N G_i \quad (1),$$

где N — количество скважин в пласте.

Отличие гидропроводности зоны дренирования i -ой скважины от средней гидропроводности пласта учтем с помощью эффективного радиуса скважин r_{e_i} , то есть такого радиуса скважины, который в пласте с гидропроводностью G_{cp} обеспечивает такой же коэффициент продуктивности, что и скважина радиуса r_{ci} в пласте с гидропроводностью G_i . Тогда, приравняв коэффициент продуктивности скважины для указанных выше случаев, получим:

$$\frac{G_{cp}}{18,4} \times \frac{1}{\ln \frac{R_{\kappa-i}}{r_{e_i}}} = \frac{G_i}{18,4} \times \frac{1}{\ln \frac{R_{\kappa-i}}{r_{c-i}} + S_i} \quad (2)$$

Выразим отсюда эффективный радиус скважины:

$$r_{e-i} = \frac{R_{\kappa i}}{\exp \left[\frac{G_{cp}}{G_i} \times \left(\ln \frac{R_{\kappa-i}}{r_{c-i}} + S_i \right) \right]} \quad (3)$$

где $R_{\kappa-i}$ — радиус контура питания i -ой скважины, м; r_{c-i} — радиус i -ой скважины, м; S_i — скин-фактор i -ой скважины.

С учетом принципа суперпозиции давление на забое i -ой скважины

$$P_{зab i} = C + \frac{18,4}{G_{cc}} (q_i \ln r_{эфф i} + \sum_{j \neq i} q_j \ln r_{ij}) \quad (4)$$

где C — константа; q_i — дебит i -й скважины, м³/сут; r_{ij} — расстояние от i -й до j -й скважины, м.

Константы C и $18,4/G_{cc}$ определяются по кросс-плоту фактических забойных давлений от рассчитанных. Используя полученные значения констант, рассчитывается давление в любой точке контура питания скважины.

Среднее пластовое давление в зоне дренирования скважины можно рассчитать по формуле:

$$P_{пл} = P_{зab} + (P_{\kappa} - P_{зab}) \frac{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} - 0,75 + S}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + S} \quad (5)$$

где $P_{зab}$ — забойное давление в скважине, P_{κ} — среднее давление на контуре питания скважины. Таким образом, предложенная методика позволяет оценить пластовое давление на контуре питания эксплуатационных скважин и исполь-

зовать полученные значения наряду с прямыми замерами для построения карты изобар.

На основе детальной карты изобар по промысловым данным и фильтрационной модели месторождения предложена методика оценки нецелевой закачки воды. В методике наличие нецелевой закачки воды определяется по значительному превышению расчетного пластового давления над фактическим. Общеизвестно, что модель, адаптированная по данным МЭР, недостоверно описывает поле давления в пласте. В основе предлагаемой методики лежит схема адаптации модели, позволяющая оценить долю нецелевой закачки по величинам невязки расчетных данных и замеров пластового давления. При этом в процессе адаптации также необходимо учитывать результаты исследований технического состояния скважин.

В результате применения концепции управление заводнением, решение актуальных проблем разработки осуществляется через реализацию целевой программы взаимоувязанных ГТМ на добывающем и нагнетательном фонде скважин. Разработка целевой программы ГТМ опирается на результаты комплексной программы исследований скважин и анализа энергетического состояния залежи.

На основе полученной информации предлагается использование методики целевого планирования ГТМ [4] в рамках нового подхода к гидродинамическому мониторингу (комплексной программы исследований, анализа энергетического состояния залежи).

На сегодняшний день в основе планирования ГТМ лежат данные геолого-гидродинамического моделирования текущего значения остаточных запасов и статистические исследования промыслового опыта применения ГТМ на данном месторождении или месторождениях-аналогах. Основными проблемами являются недостаточный объем информации и низкая достоверность исходных данных.

Предлагаемая схема целевого планирования ГТМ по этапам представлена на рис. 2.

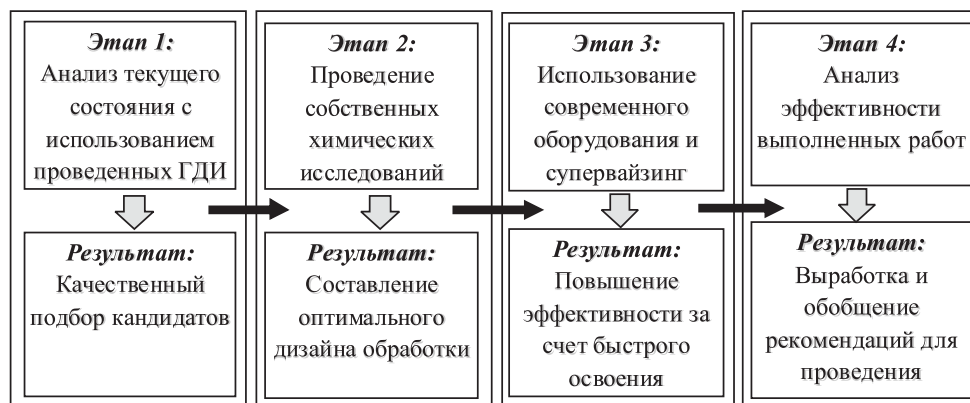


Рис. 2. Схема целевого планирования ГТМ

На первом этапе в результате анализа текущего состояния с использованием данных ГДИ снижается неопределенность по залежи, что позволяет каче-

ственно произвести подбор скважин-кандидатов для проведения мероприятий. На втором этапе на основе проведенных исследований создается оптимальный дизайн ГТМ. В результате использования современного оборудования и супервайзинга работ повышается эффективность проведения мероприятий. На четвертом этапе по результатам анализа выполненных работ выдаются рекомендации по проведению последующих ГТМ.

Программа целевого планирования также включает расчет эффективности рекомендуемых мероприятий на адаптированной гидродинамической модели. При этом параметры ГТМ, закладываемые в модель, определяются по результатам анализа эффективности фактически проведенных мероприятий. Результатом является список рекомендуемых ГТМ, ранжированный по ожидаемому приросту добычи нефти.

Таким образом, предложенная концепция гидродинамического мониторинга разработки включает комплексную программу доисследования скважин для снижения имеющихся неопределенностей, детализированную оценку энергетического состояния залежи, в результате формулируются наиболее актуальные задачи разработки и целевая программа ГТМ, направленная на их устранение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dake, L.P. The Practice of Reservoir Engineering. Edinburgh: ELSEVIER Publisher. 1994. 526p.
2. Комаров В.С., Валеев С.В., Мухаметзянов Т.М. Применение комплексного подхода к контролю разработки средствами гидродинамических исследований скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 42-45.
3. Тюнькин А.И., Мухаметзянов Т.М., Игнатов И.С. Методика построения карт изобар с использованием результатов гидродинамических исследований и промысловых данных на примере Верх-Тарского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 66-69.
4. Мухаметзянов Т.М., Колягин А.Г., Сегида Д.А. Реализация комплексной программы кислотных обработок добывающих скважин одного из месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2010. № 4. С. 24-27.