

УДК 622.276

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Латыпов А.Р., Загуренко А.Р., Давлетбаев А.Я.,
Усманов Т.С.¹, Костригин И.В., Абдуллин Р.И.

ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа
e-mail: ¹usmanovts@ufanipi.ru

Аннотация. В статье рассмотрены результаты подхода к совместному подбору и обоснованию «проблемных» скважин для планирования ГДИС и ГТМ. Основное внимание в работе сосредоточено на вопросе своевременного определения причин снижения дебита добывающих скважин и планирования ГТМ, необходимых для поддержания дебита жидкости на необходимом (проектном) уровне.

Ключевые слова: планирование ГДИС, ГТМ, карты КН и изобар

Введение

Одним из основных требований к мониторингу разработки нефтяных месторождений является максимальная эффективность технологических решений при минимальных затратах на их реализацию. Однако зачастую отсутствие исходных данных приводит к невозможности осуществления «количественного» анализа разработки месторождения, основанного на инженерных расчётах. Это является следствием того, что на месторождениях не осуществляется сбор начальных данных в необходимом объёме, что приводит к неадекватности используемых моделей и, как результат, негативным для месторождения последствиям.

Одновременно с этим при выработке технологических решений эксплуатационные характеристики скважин, либо пласта, используются в малых объёмах, при этом упускается факт, что в большинстве случаев предположения, закладываемые при составлении модели пласта, могут быть подтверждены лишь промысловыми наблюдениями. Кроме того, эксплуатационные характеристики пласта включают его физические параметры, которые порой кажутся незначительными, но в итоге могут оказывать решающее влияние на процесс разработки.

При планировании программы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) геологические службы и сервисные компании часто сталкиваются с проблемой значительных ограничений по лимиту потерь добычи нефти. В этих

условиях, как правило, выбор скважин осуществляется из числа скважин бездействующего фонда, находящихся в накоплении и т.п. Однако, обычно результаты исследования таких скважин не пригодны для принятия ключевых решений при проектировании разработки месторождений. Особо остро проблема качественного подбора скважин для проведения целевых ГДИС стоит при планировании комплексных геолого-технических мероприятий.

В статье рассмотрены результаты подхода к совместному подбору и обоснованию «проблемных» скважин для планирования ГДИС и ГТМ. Очевидно, что комплекс геолого-технических мероприятий, проводимый на базовом фонде скважин, направлен на решение двух проблем – снижения преждевременного обводнения скважин, и поддержания дебита жидкости на необходимом (проектном) уровне. На сегодняшний день существует большой комплекс методик, определяющих соответствие обводнённости продукции степени выработки запасов. Представленная нами методика направлена, главным образом, на решение второй проблемы – своевременного определения причин снижения дебита добывающих скважин и планирования необходимых ГТМ.

Адаптивная схема построения карт изобар и продуктивности

При планировании ГДИС и ГТМ на базовом фонде скважин в рамках работ по мониторингу месторождений выделяются два основных этапа. Первым и ключевым шагом является использование адаптивной схемы построения карт пластового давления и проницаемости (*КН*) [1].

Первый этап определения текущих добычных возможностей месторождения начинается с обработки данных ГИС и построения (уточнения, пересмотра) петрофизических зависимостей основных объектов месторождения (рис. 1).

В дальнейшем карты толщин коллектора, нефтенасыщенных толщин, проницаемости, полученные по геологическим данным, корректируются с учётом показателей работы скважин, данных о проведённых операциях ГТМ и других. Максимальный учёт данных нормальной эксплуатации скважин (технологических режимов работы) позволяет даже на этом этапе построить достаточно качественные карты продуктивности, которые могут быть использованы, в частности, при планировании бурения новых скважин.

В основу данной схемы положено последовательное построение карт изобар, основанное на численном решении уравнения распределения давления для нестационарной фильтрации слабосжимаемой однородной жидкости в неоднородном по коллекторским свойствам пласте. Адаптация модели осуществляется последовательным согласованием поля проницаемости, фактических данных по динамике забойных и пластовых давлений и нормальной эксплуатации скважин.

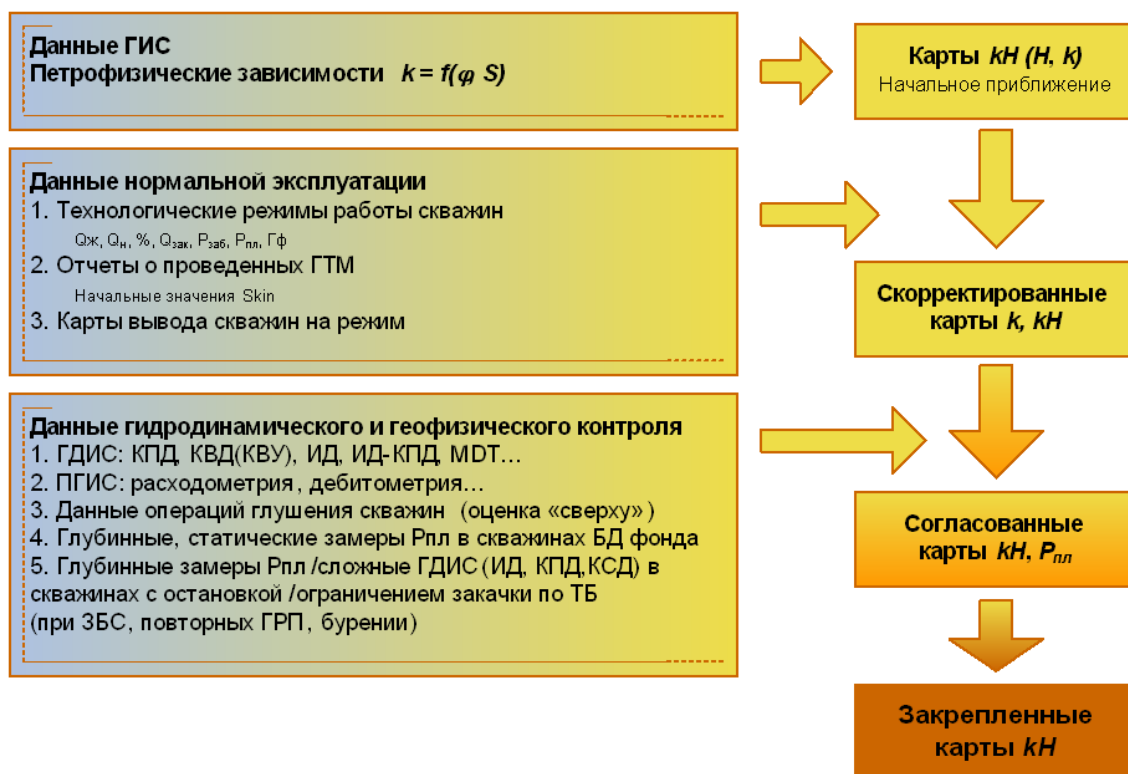


Рис. 1. Блок-схема закрепления карт kH

На каждом этапе адаптации модели в качестве исходного приближения описания фильтрационных характеристик модели задается карта $kH(x, y)$, которая рассчитывается с использованием технологических режимов работы скважин и базы данных ГИС. Теоретически при эксплуатации скважины параметр kH должен оставаться неизменным на протяжении межремонтного периода работы скважины, а все изменения продуктивности обуславливаются изменением скин-фактора и обводнённости скважин. На практике же могут возникать спорадические изменения динамики этого параметра, обусловленные несоответствием пластовых и забойных давлений. В силу нерегулярности пространственной и временной сетки

проведения замеров, пластовые давления являются основным источником погрешности. Поэтому в процессе адаптации для уточнения оценок КН в отсутствие реальных замеров используются расчётные значения пластовых давлений, взятые по предыдущему этапу.

В процессе адаптации учитывается степень согласованности расчётных давлений с данными реальных замеров. Поскольку используется комбинированная схема контроля работы скважин (дебит на добывающих скважинах и забойное давление на нагнетательных) – распределение давления не зависит от скин-фактора добывающих скважин, а общая компенсация жидкости и уровни давления определяются расчётной приёмистостью нагнетательных скважин. Соответственно, в процессе адаптации под замеры давления осуществляется подстройка скин-факторов нагнетательных скважин и вычисляются «работающие» объёмы закачки.

Особое внимание уделяется данным гидродинамического контроля. Анализируются результаты ГДИС за всю историю разработки скважин, при этом все проведённые ГДИС подразделяют на следующие четыре группы:

- «некорректные» – результаты нельзя использовать в дальнейшей работе;
- «оценочные» – результаты получены с большой погрешностью, их использование возможно только при полном отсутствии других результатов исследований;
- «частично достоверные» – результаты с достаточной достоверностью можно использовать для количественных оценок с оценкой интервала;
- «достоверные» – результаты получены с высокой достоверностью, при всех расчётах используются в качестве опорных.

Часто оказывается, что объём исследований, относящийся к группам «достоверные» и «частично достоверные», недостаточен для однозначного определения поля давлений в каждый момент истории работы пласта. Поэтому дополнительно привлекаются все имеющиеся косвенные данные, позволяющие судить о величине пластового давления в определённой зоне. В качестве дополнительной информации используются значения плотностей растворов глушения скважин при ремонтах и остановках (оценка «сверху») [2], глубинные и устьевые замеры в нагнетательных скважинах, остановленных по любым причинам, и т.д.

В результате итеративной процедуры согласования проводимости и пластового давления получают карты *КН* и карты пластового давления, максимально близко описывающие все прямые замеры и показатели разработки, и не противоречащие косвенным данным (процедура адаптивного построения карт проводимости и изобар реализована в программном комплексе «Геология и Добыча» [3]).

Следующим этапом описываемого подхода является «закрепление» карт *КН* на определённую дату (желательно за год до анализируемой даты). Любое отклонение динамики добычи жидкости скважины относительно расчётных значений, полученных по «закрепленным» картам *КН*, интерпретируется как изменение либо депрессии на пласт, либо коэффициента продуктивности скважины.

Сущность подхода заключается в том, что в автоматическом режиме подбираются скважины со снижением добычи и устанавливается предварительная причина ухудшения технологических показателей их эксплуатации. В рамках мониторинга разработки залежи производится сопоставление расчётных и фактических показателей работы по каждой скважине отдельно (рис. 2). В случае выявления отклонения, например, расхода жидкости в сторону уменьшения, могут быть запланированы и проведены целевые (адресные) исследования отдельных скважин методами ПГИС и ГДИС. Затем, в зависимости от установленной причины снижения показателей работы скважины, планируются геолого-технические мероприятия по их устранению.

Пример внедрения технологии

Для иллюстрации информативности предлагаемого подхода ниже представлен один из примеров анализа и планирования мероприятий на скважине Приобского месторождения (рис. 3). Так, скважина №5334 была введена в эксплуатацию из бурения с проведением операции ГРП в феврале 2008 года. После вывода скважины на режим были «закреплены» значения *КН* для дальнейшего мониторинга работы скважины. Несмотря на то, что дебит скважины оставался постоянным, её работа была признана неудовлетворительной. В апреле того же года соседняя скважина была переведена в ППД, что, естественно, отразилось на росте расчётного пластового давления, не влияя на дебит жидкости скважины. В соответствии со схемой, представленной на рис. 2, такое поведение скважины было

интерпретировано как результат снижения коэффициента продуктивности. Были запланированы и выполнены гидродинамические исследования, которые подтвердили сделанное предположение. Скважина была выставлена как кандидат для проведения ГТМ.

Выполненная в феврале 2009 г. повторная операция ГРП позволила значительно улучшить её производительность. Дополнительная добыча нефти на 22.04.2009 составила 1826 м³.

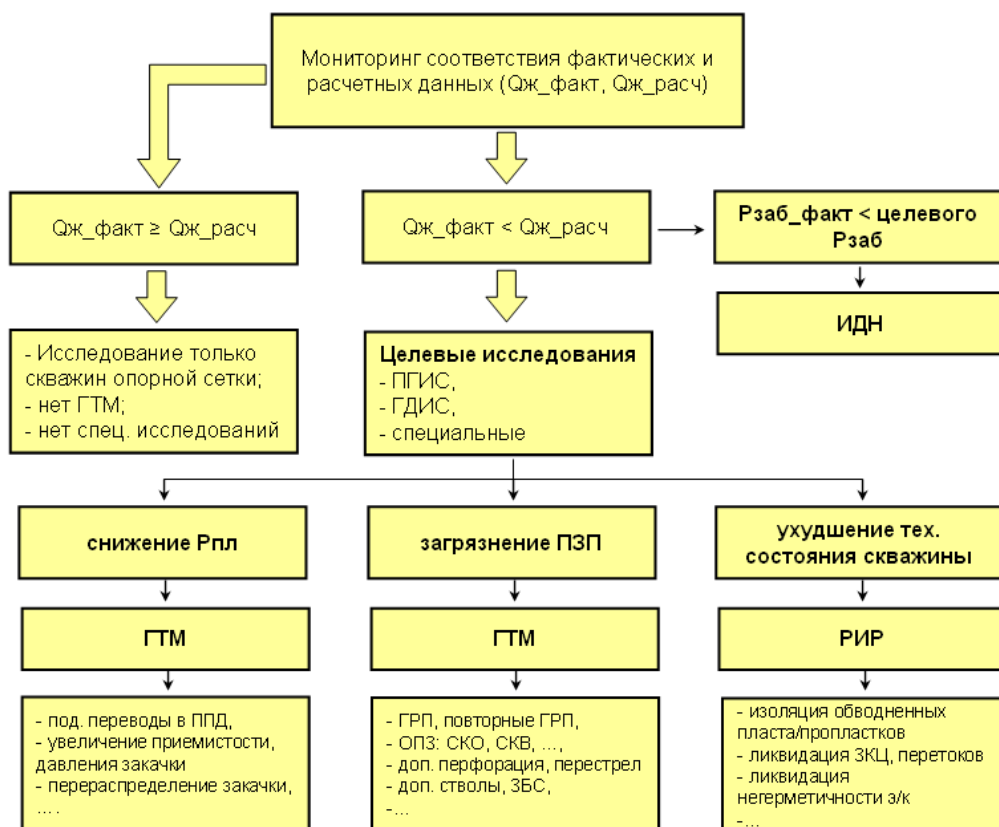


Рис. 2. Блок-схема планирования целевых ПГИС и ГТМ на основании

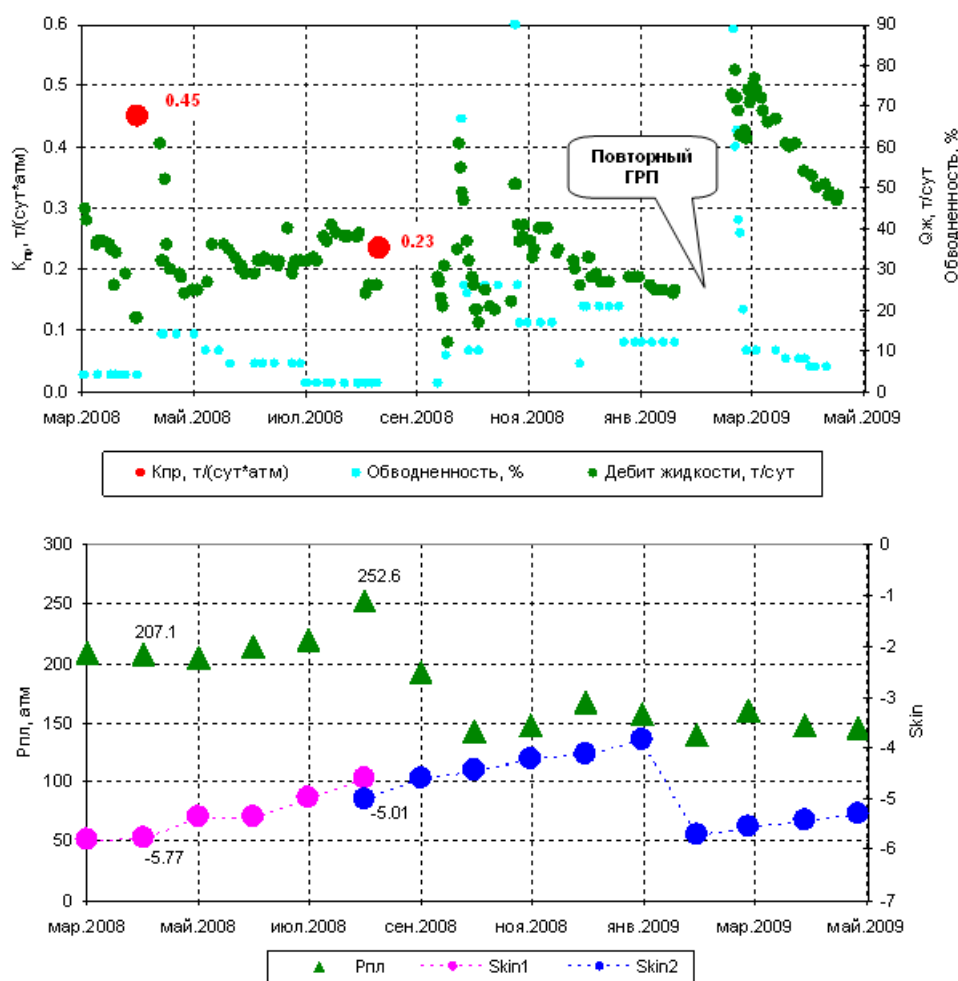


Рис. 3. Динамика расхода жидкости, обводнённости добываемой продукции и изменение продуктивности скважины №5334 Приобского месторождения

Выводы

Таким образом, используемая в мониторинге месторождений технология позволяет в автоматизированном режиме выявлять скважины со снижением добычи и предварительно устанавливать причину падения. Проведение целевых ГДИС в областях «незнания», наряду с запланированной опорной сеткой ГДИС и данными нормальной эксплуатации, позволяют с высокой точностью диагностировать причины падения добычи скважины, снижать риски неудачных ГТМ и минимизировать затраты на исследования скважин.

Литература

1. Хатмуллин И.Ф. Мухамедшин Р.К., Костригин И.В., Кузин И.Г. Адаптивная схема расчёта карт изобар // Нефтяное хозяйство. 2008. № 10. С. 62-65.
2. Хасанов М.М. Костригин И. В., Хатмуллин И. Ф., Хатмуллина Е.И. Учет данных по проведению текущих ремонтных работ на скважинах для оценки энергетического состояния пласта // Нефтяное хозяйство. 2009. № 9. С. 52-56.
3. Латыпов А.Р., Хасанов М.М., Байков В.А. и др. Геология и добыча (NGT Гид) / Свидетельство об официальной регистрации программ для ЭВМ №2004611198. 2004.

AN INTEGRATED APPROACH OF PLANNING WELL TESTS AND GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES

A.R. Latypov, T.G. Zagurenko, A.Y. Davletbaev,
T.S. Usmanov¹, I.V. Kostrigin, R.I. Abdullin
"RN-UfaNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
e-mail: Iusmanovts@ufanipi.ru

Abstract. *The article describes the results of a joint approach to the selection and justification of the "problem" wells for planning well tests and geological and technical measures. The focus of the work centered on the timely identification of causes of decline in rates of producing wells and planning geological and technical measures necessary to maintain a liquid rate at the required (project) level.*

Keywords: *well test planning, geological and technical measures, productivity map, pressure map*

References

1. Khatmullin I.F. Mukhamedshin R.K., Kostrigin I.V., Kuzin I.G. Adaptivnaya skhema rascheta kart izobar (The adaptive scheme for calculating the maps of isobars). Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry, 2008, Issue 10, pp. 62-65.
2. Khasanov M.M. Kostrigin I.V., Khatmullin I.F., Khatmullina E.I. Uchet dannykh po provedeniyu tekushchikh remontnykh rabot na skvazhinakh dlya otsenki energeticheskogo sostoyaniya plasta (Accounting data for the ongoing repair work on wells to assess the energy state of the reservoir). Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry, 2009, Issue 9, pp. 52-56.
3. Latypov A.R., Khasanov M.M., Baikov V.A. and etc. Geologiya i dobycha (NGT GiD). Svidetel'stvo ob ofitsial'noi registratsii programm dlya EVM (Geology and Production (NGT GiD). The Certificate on official registration of the computer program). №2004611198, 2004.