

ООО «КОМПАНИЯ СИАМ»
ЖУРНАЛ «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

*Материалы 13-й Международной
научно-технической конференции
14–16 мая 2014 г.*



Издательство Томского университета
2014

УДК 622.276.5/6

ББК 33.361

М 77

Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: раз-
М77 ведка и добыча: материалы 13-й Междунар. науч.-тех. конф. –
Томск: Изд-во Том. ун-та, 2014. – 104 с.

ISBN 978-5-7511-2292-8

В материалах конференции рассматриваются основные проблемы в области гидродинамических и диагностических исследований скважин и оптимизации разработки месторождений. Анализируется опыт применения современной техники и технологий исследований скважин, использования исследовательской информации для анализа разработки и моделирования нефтегазовых месторождений в нефтяных и сервисных компаниях.

Для руководителей и специалистов подразделений нефтегазовых и сервисных компаний, занятых проведением исследований скважин, обработкой исследовательской информации и контролем за разработкой месторождений.

УДК 622.276.5/6

ББК 33.361

ISBN 978-5-7511-2292-8

© Авторы статей, 2014

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЛАТЕРАЛЬНОГО ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА МЕТОДОМ РЕГИСТРАЦИИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ РЕШЕНИЯ ПРЯМОЙ И ОБРАТНОЙ ЗАДАЧ ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

В.Н. Федоров, д.т.н., профессор, начальник отдела ГДИС

ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа,

Д.Р. Гизатуллин, инженер отдела ГДИС ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа

В статье представлены результаты изучения влияния уменьшения пористости и проницаемости в призабойной зоне пласта, вызванного процессом фильтрации пластового флюида с мелкодисперсными взвешенными частицами, на вид диагностических кривых восстановления давления (КВД). Для этого поставлена и решена задача массопереноса в поровой среде, учитывающая изменение во времени структуры порового пространства из-за различных факторов. В результате анализа математической модели показано, что происходит значительное изменение фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне пласта.

Анализ диагностических кривых восстановления давления в двойных логарифмических координатах показывает, что известные модели коммерческих программных продуктов не позволяют однозначно определить проницаемость призабойной зоны пласта, обусловленную кольматацией, а демонстрируют среднюю величину проницаемости пласта. Показано, что неустойчивость решения обратной задачи гидродинамики, кроме известных и заданных изменений свойств, связана с вариативностью промысловой информации (давление, дебит, расход) и физико-химических свойств насыщающих и фильтрующихся флюидов. Для корректного определения фильтрационных свойств пласта требуется определение сопутствующих параметров при обработке и интерпретации непосредственно для исследуемой скважины и проведение периодических гидродинамических исследований для выявления их относительных изменений, что повышает достоверность исследований.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ И АНАЛИЗ КРИВЫХ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ/ДОБЫЧИ ПО ИССЛЕДОВАНИЯМ КОЛЛЕКТОРОВ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

*Д.С. Иващенко, к.ф.-м.н., главный специалист ООО «РН-УфаНИПИнефть»,
А.Я. Давлетбаев, к.ф.-м.н., начальник отдела ООО «РН-УфаНИПИнефть»,
В.А. Байков, д.ф.-м.н., зам. ген. директора ООО «РН-УфаНИПИнефть»,
И.Р. Ямалов, ведущий специалист ОАО «НК «Роснефть»,
А.В. Сергейчев, зам. начальника управления ОАО «НК «Роснефть»*

В настоящее время наблюдается активный рост масштабов бурения и разработки месторождений со сверхнизкопроницаемыми коллекторами, режимы течения в которых не подчиняются закону Дарси.

Предлагаемая в данной работе методика позволяет по результатам интерпретации кривых изменения давления/добычи на неустановившихся режимах получить основания для принятия решений по выбору системы разработки, уплотнению существующей сетки скважин, бурению новых скважин с целью повышения технологической эффективности и экономической рентабельности разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов.

Сравнение оценок пластового давления по результатам интерпретации ГДИС в соседних добывающих и нагнетательных скважинах на месторождениях со сверхнизкой проницаемостью коллектора свидетельствует о существенной дифференциации пластового давления в ячейках одного элемента системы разработки. Так, пластовые давления в соседних скважинах могут различаться до 250 атм (при перепаде давления между добывающими и нагнетательными скважинами 400 атм на расстояниях 300–500 м). Помимо низких коллекторных свойств и высокой расчлененности пласта, это может быть обусловлено значительным снижением эффективной проницаемости пласта на некоторых удалениях от работающих скважин, что ставит под сомнение эффективность существующей системы заводнения.

Фильтрационные лабораторные эксперименты на образцах керна показали наличие нелинейных эффектов фильтрации и кратное снижение эффективной проницаемости при достижении малых градиентов давления. В частности, при градиентах давления меньше 1 атм/м снижение эффективной проницаемости может быть более чем на

порядок. В ходе анализа результатов лабораторных экспериментов была получена характерная нелинейная зависимость скорости фильтрации от градиента давления, которая в дальнейшем использовалась при обработке данных и численном моделировании.

Вычислительные эксперименты показали, что границы области отбора (с высокими градиентами давления) вокруг скважины с трещиной ГРП располагаются на расстояниях менее 100 м, т.е. существует ограниченная дренируемая область вокруг скважины, что аналогично эксплуатации в режиме истощения. Это может, в частности, объяснить причину существенной дифференциации пластового давления между добывающими и нагнетательными скважинами.

В работе предложена математическая модель, основанная на экспериментальной нелинейной зависимости скорости фильтрации от градиента давления, и представлены результаты вычислительных экспериментов и интерпретации промысловых данных.

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ МАКРОТРЕЩИНОВАТЫХ ЗОН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

*Н.А. Морозовский, ведущий специалист отдела диагностики
и управления разработкой ООО «Газпромнефть НТЦ»*

В последние годы в структуре запасов компании «Газпромнефть» существенно возросла доля месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, которым свойственны резкая неоднородность и неравномерно распределенные по пласту системы макро- и микротрещин.

По результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС) по Куумбинскому ЛУ, а впоследствии и Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУОНГКМ) стало возможно выделить три группы: скважины с низкой проницаемостью и резко отрицательным скин-фактором, скважины со средней проницаемостью и также резко отрицательным скин-фактором и скважины с высокой проницаемостью и резко положительным скин-фактором. Полученные результаты заставили выйти за пределы классических теорий массопереноса в карбонатном коллекторе для

поиска ответа о причинах таких отклонений. Предполагаемые объяснения приведены на рис. 1.

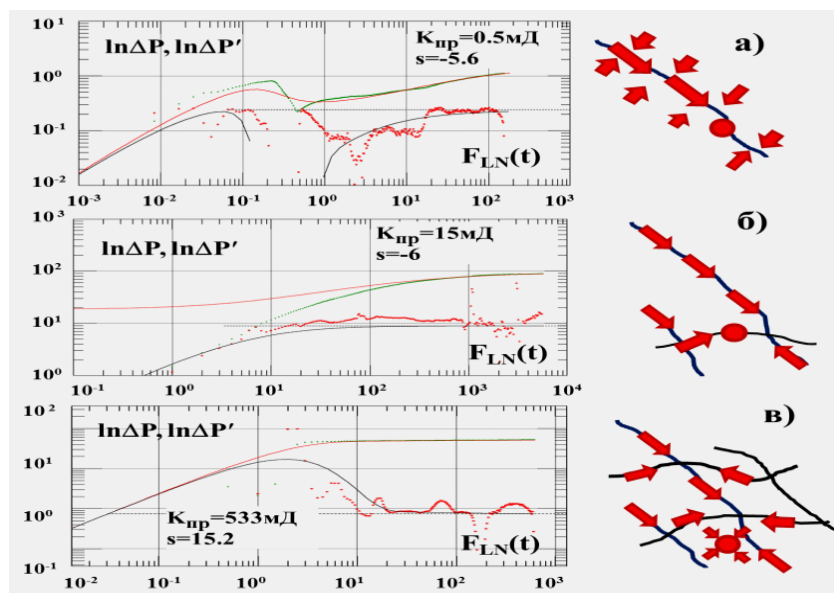


Рис. 1. Изменчивость результатов ГДИС в карбонатном коллекторе с системой макротрещин: *а* – скважина вскрывает единичную трещину – линейный режим фильтрации (как при ГРП) при отрицательном скин-факторе и низкой проницаемости; *б* – скважина вскрывает систему трещин – диагностируется радиальный режим течения при отрицательном скин-факторе и высокой проницаемости; *в* – anomalно высокая проницаемость и положительный скин-фактор – скважина не вскрывает трещины

В теории гидродинамических исследований скважин в отношении карбонатных коллекторов применяется модель Уоррена–Рута (двойной пористости). При этом предполагается, что размеры блоков и трещин существенно меньше протяженности зоны дренирования скважины, однако нередко размеры проводящих трещин сопоставимы с длинами трещин ГРП. Причем, судя по результатам ГДИС, трещины разного размера и ориентации неравномерно распределены по площади и далеко не всегда вскрываются эксплуатационными скважинами. В таких условиях одной из первоочередных задач исследований становится определение параметров трещин: проводи-

мости, расстояния до них, пространственной ориентации и распределения по площади.

Для понимания происходящих процессов авторами были воспроизведены результаты ГДИС в условиях предполагаемой геометрии системы скважина–пласт при помощи математического моделирования с использованием программного продукта Eclipse. Принятая авторами модель учитывала существование в коллекторе одиночных трещин различной длины, а также систем трещин, равномерно распределенных по пространству и разбивающих пласт в зоне дренирования скважины на блоки одинакового размера. Рассматривались случаи, когда скважина находится на различном удалении или вскрывает систему трещин.

На рис. 2 представлены полученные на примененной модели типовые кривые ГДИС в log-log масштабе, отражающие влияние расстояния от скважины до ближайшей трещины (шифр кривых). Кривая с шифром «0» соответствует случаю, когда система трещин вскрыта скважиной.

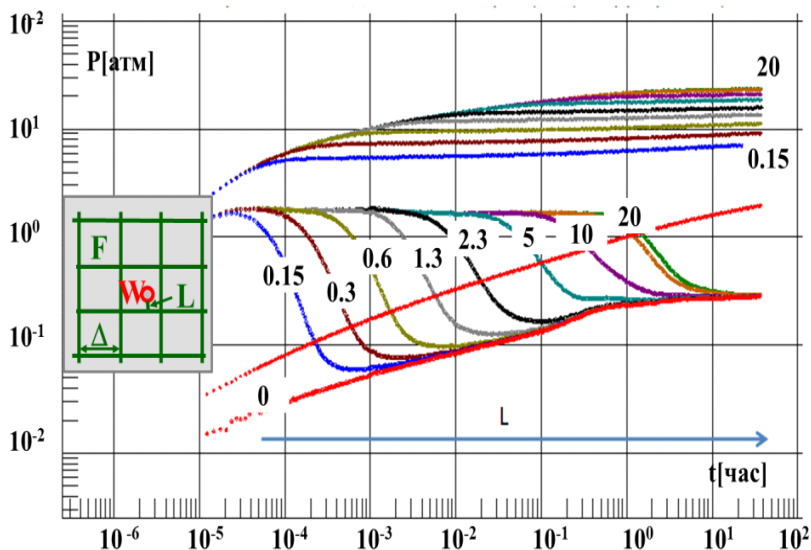


Рис. 2. Влияние на кривые ГДИС расстояния от скважины w до ближайшей трещины L (шифр кривых) – среднее (характерное) расстояние между трещинами.

Расчеты выполнены для размера блока 20 м и проницаемости матрицы 0,1 мД

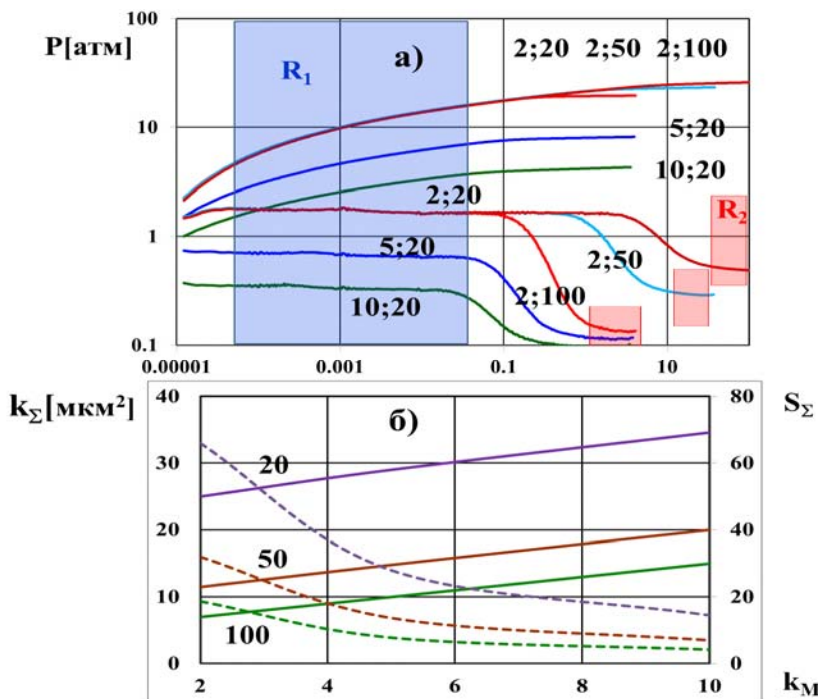


Рис. 3. Информативность ГДИС в пласте, дренируемом системой макро-трещин: *a* – типовые кривые ГДИС в пласте, разбитом трещинами на блоки, при различной проницаемости матрицы и линейных размерах блоков (шифр кривых), R_1 , R_2 – временные интервалы для периодов радиального и позднего псевдорadiaльного течения; *б* – связь радиального скин-фактора S_Σ (пунктир) и интегральной проницаемости k_Σ , оцениваемых по ГДИС, с проницаемостью матрицы k_M (шифр кривых – размер блока и расстояние от скважины до ближайшей трещины)

На рис. 3, *a* показано влияние на результаты ГДИС проницаемости матрицы и размеров блоков. Фильтрационные свойства матрицы определяют поведение типовых кривых ГДИС только при начальной стадии исследования (раннее радиальное течение – R_1), длительность которой зависит от проницаемости матрицы и удаленности системы трещин от скважины. Как показали расчеты, в диапазоне для условий реального трещиноватого пласта (при изменении проницаемости матрицы от 0,005 до 5 мД) это время изменяется от нескольких до десятков часов. На заключительной стадии исследования (позднее

псевдорadiaльное течение – R_2) на результаты ГДИС преимущественно влияет интегральная проницаемость пластовой системы. Именно этот параметр оказывает определяющее воздействие на потенциальную продуктивность скважины. На ее величине практически не сказываются проницаемость матрицы и положение скважины в блоке. Она зависит в основном от размеров блоков (густоты трещин).

Информативные возможности ГДИС в данном интервале времени более наглядно иллюстрирует рис. 3,б. Представленные здесь зависимости связывают основные параметры рассматриваемой модели пласта (среднюю удаленность трещин друг от друга или «размер блока» Δ , проницаемость матрицы k_M и расстояние от скважины до ближайшей трещины L) с интегральными параметрами пластовой системы, оцениваемыми по ГДИС (проницаемостью k_Σ и радиальным скин-фактором S_Σ).

Этот результат может быть положен в основу оценки всех основных параметров системы скважина–пласт. Нужна лишь достаточная длительность исследований, чтобы диагностировать поздний псевдорadiaльный режим, отражающий влияние трещин.

Результаты

Разработана следующая методика обработки результатов ГДИС карбонатных коллекторов:

- В интервале раннего радиального режима определяем проницаемость матрицы k_M .
- В интервале позднего псевдорadiaльного режима определяем интегральные параметры пластовой системы k_Σ и S_Σ .
- По зависимости параметров $k_\Sigma = F(k_M)$ оцениваем размер блока Δ .
- По зависимости $S_\Sigma = F(k_M, \Delta)$ оцениваем расстояние до ближайшей трещины.

Для минимизации слепопритока при оценке величины проницаемости матрицы k_M необходимо предусмотреть исследования разведочных скважин ГДИС с закрытием на забое, а также привлечение априорных данных о диапазоне возможного изменения параметра k_M , полученных по результатам исследований керна. Одновременное исследование нескольких скважин позволит подойти к выявлению пространственной ориентации магистральных трещин по результатам ГДИС, а значит, к полноценному информационному насыщению гидродинамической модели пласта.

Очевидно также, что подобный подход требует большой длительности исследований с максимальным охватом эксплуатационных добывающих скважин, что в реальных условиях промысла возможно только с помощью анализа падения производительности скважин при организации долговременного мониторинга работы эксплуатационных скважин с помощью стационарных информационных измерительных систем (СИИС).

Расширение традиционного комплекса ГДИС, а также понимание происходящих процессов в пласте коллектора и грамотная интерпретация полученных результатов позволят более эффективно подходить к разработке карбонатных месторождений: более эффективно планировать будущую сетку скважин, более точно прогнозировать дебиты скважин и профиль добычи. В процессе разработки месторождения более детальный мониторинг позволит предотвращать негативные последствия взаимовлияния скважин, оперативно реагировать на изменения работы окружения.

ОБ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД, ЗАРЕГИСТРИРОВАННОЙ ДАТЧИКОМ ТМС БЕЗ ПАКЕРОВАНИЯ НА ЗАБОЕ

*С.З. Фатихов, к.т.н., ведущий инженер отдела ГДИС ООО «БашНИПИнефть»,
В.Н. Федоров, д.т.н., профессор, начальник отдела ГДИС
ООО «БашНИПИнефть»*

Современным методом интерпретации кривой восстановления давления (КВД) является анализ ее производной в двойных логарифмических координатах (диагностический график). В основе данного метода лежит условие нулевого дебита в скважине. Однако в действительности после остановки происходит приток жидкости в ствол скважины (послеприток) за счет сжатия флюида. Данный факт учитывается при интерпретации КВД параметром влияния ствола скважины (ВСС). Чем больше ВСС, тем больше нужно времени для возможности определения фильтрационных параметров пласта. При закрытии скважины на устье и недостижении уровня до устья в стволе скважины будет сжиматься газ. Так как сжимаемость газа выше сжимаемости нефти на несколько порядков, то длительность регистрации КВД для возможности ее интерпретации существенно возрастает (1000 ч и более), что с экономической точки зрения явля-

ется неэффективным. Поэтому при проведении ГДИС методом КВД при остановке скважины производят пакеровку затрубного пространства и перекрытие НКТ.

В настоящее время в скважинах ОАО АНК «Башнефть» установлены телеметрические системы (ТМС), в которых имеется датчик давления. Использование ТМС позволяет решать ряд важных задач:

- автоматизация работы скважины;
- проведение ГДИС.

Однако, несмотря на растущее использование ТМС, для ГДИС не сложилось единого мнения относительно интерпретации КВД с использованием данных ТМС. В отличие от КВД, проводимых традиционными методами, при интерпретации данных с ТМС важным является отсутствие пакера на забое. В связи с этим появляются следующие вопросы:

- Самодостаточность данных ТМС: нужны ли дополнительные данные для интерпретации или достаточно использовать только данные ТМС при интерпретации КВД?
- Самодостаточность исследований (КВД) с использованием ТМС: нужно ли проводить дополнительный анализ для обеспечения качества и достоверности получаемых результатов и выводов?
- Адекватность результатов, полученных стандартными методами обработки и интерпретации (например, в ПО «Сапфир»).

Для решения этих вопросов проводится численное моделирование процессов при ГДИС, получаемых с использованием ТМС, и нелинейный анализ ГДИС с использованием данных ТМС на примере гипотетических и реальных скважин.

ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ «МГНОВЕННОГО» ЗАКРЫТИЯ СКВАЖИН НА ЗАБОЕ

*П.В. Крыганов, к.т.н., А.К. Пономарев, А.В. Свалов, С.Г. Вольпин, к.т.н.,
Ю.М. Штейнберг, И.В. Афанаскин, к.т.н., Д.А. Корнаева
НИИСИ РАН, ЗАО «ЦГДИ «ИНФОРМПЛАСТ»*

Гидродинамические исследования (ГДИ) позволяют решать ряд задач, связанных в том числе с уточнением геологического строения залежи. На практике приходится сталкиваться с множеством про-

блем как технического и технологического, так и методического характера, которые значительно затрудняют решение подобных задач. Среди таких проблем можно выделить следующие:

- искажение кривых восстановления давления (КВД), вызванных процессами, протекающими в стволе скважины;
- неоднозначность выбора интерпретационной модели;
- большое количество определяемых параметров для сложных моделей пласта (модели двойной пористости, горизонтальной скважины и пр.).

В большинстве случаев закрытие скважины для регистрации кривой восстановления давления происходит на поверхности. Поскольку ствол содержит жидкость и газ, значительная часть начальной реакции пласта искажена влиянием объема ствола скважины, поскольку при отсутствии отбора флюида на устье его поступление на забой из пласта продолжается. Длительность такого влияния определяется главным образом объемом ствола скважины, вскрывшей пласт, сжимаемостью жидкости и количеством выделившегося в нем газа.

Закрытие скважины на забое позволяет устранить (или значительно уменьшить) влияние ствола скважины на характер восстановления забойного давления. Это в значительной степени сокращает время исследований и повышает информативность и достоверность результатов обработки КВД.

Среди имеющегося сегодня на отечественном рынке нефтяного оборудования, реализующего закрытие скважины на забое, применяются различного типа пластоиспытатели, струйные насосы, специальные модули гидродинамических исследований пластов (типа МГДИ-54), предназначенные для герметичного разобщения внутренней полости НКТ. Однако эти устройства (кроме струйных насосов) в силу конструктивных особенностей или из-за особенностей применения не могут осуществлять переход со стационарного режима работы скважины к КВД путём «мгновенного» (несколько секунд) закрытия скважины.

В работе рассмотрены успешные примеры применения УГИС для решения задач ГДИ, а также трудности его использования.

Количественная оценка погрешности влияния искаженного начала смоделированной КВД (модель однородного бесконечного пласта) не показала значительного отличия фильтрационных парамет-

ров в случае, если длительность КВД значительно превышает время искажения.

При качественной оценке влияния искаженного начала смоделированной КВД (модель двойной пористости) выявлено, что при отсутствии информации о двойной пористости по результатам других исследований в процессе интерпретации материалов ГДИ можно сделать неправильный вывод о типе коллектора, а при наличии такой информации невозможно однозначно подтвердить или опровергнуть наличие двойной пористости по данным ГДИ. В случае горизонтальной скважины влияние искаженного начала смоделированной КВД отражается на достоверности определения коэффициента анизотропии.

Таким образом, медленное закрытие скважины значительно искажает начало КВД, что приводит к потере полезной, а порой и крайне необходимой для дальнейшего изучения свойств коллектора информации.

Специалистами ЗАО «ЦГДИ «ИНФОРМПЛАСТ» разработано механически управляемое устройство (клапан-отсекатель), позволяющее производить «мгновенное» закрытие насосно-компрессорных труб (НКТ). Закрытие отсекающего клапана устройства производится инструментом, спускаемым на канатной технике. По окончании исследований находящиеся в устройстве автономные глубинные приборы могут быть извлечены из скважины с помощью канатной техники или подняты вместе с НКТ.

Основные преимущества данного устройства:

- закрытие НКТ осуществляется при помощи закреплённого на НКТ механически управляемого устройства спускаемым на канатной технике инструментом. При этом нет необходимости выполнять операции, связанные с осевым перемещением НКТ, их вращением, а также с изменением давления в НКТ или в затрубном пространстве;
- осуществляется «мгновенное» закрытие НКТ на забое, которое позволяет устранить влияние на КВД процессов в стволе скважины, что значительно повышает информативность гидродинамических исследований.

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НА ОСНОВЕ ЗАМЕРОВ ТМС УЭЦН

В.М. Мешков, к.т.н., начальник отдела,

С.С. Клюкин, к.т.н., зам. начальника

научно-исследовательского комплексного отдела бурения и исследования скважин «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»

Общеизвестно, что регистрация давления ТМС УЭЦН может служить дополнительным источником информации о продуктивных параметрах скважины и энергетическом состоянии пласта. Подобные исследовательские работы проводятся на единичных скважинах по специальным программам. Однако в связи с постоянным ростом фонда скважин, оборудованных УЭЦН с ТМС, возникла необходимость автоматизации процесса контроля динамики забойного давления и продуктивных свойств скважины на основе замеров давления на приеме УЭЦН. С этой целью автоматизирован процесс сбора и обработки данной информации и разработан программный комплекс.

В работе представлены функциональные возможности разработанного программного комплекса, в котором, в частности, реализован алгоритм поиска и выбора скважин по ряду критериев: географических, геологических, технологических, технических, ситуационных.

По выбранным скважинам возможен просмотр всей истории замеров давления на приеме насоса с выбором участка зарегистрированной КВУ. При этом КВУ может быть зарегистрирована при плановой остановке или вследствие остановки УЭЦН по различным техническим и технологическим причинам (срыв подачи, периодическая эксплуатация, ремонт нефтегазосборных сетей и др.). После выделения КВУ в расчетном блоке есть возможность осуществить прогноз пластового давления и оценить коэффициент продуктивности. В случае если выбранная КВУ является информативной по длительности регистрации, производится её обработка соответствующим методом.

Реализован алгоритм контроля в реальном времени над фондом скважин, оборудованных ТМС УЭЦН, простаивающим по каким-либо причинам. При этом производится автоматизированный анализ

прогнозного значения пластового давления, на основе которого принимается решение о продолжительности регистрации КВУ. При достижении устойчивого прогноза пластового давления принимается решение о досрочном запуске скважины в работу. Критерием устойчивости прогноза пластового давления является непревышение допустимой относительной погрешности расчета депрессии по последним трем прогнозным значениям пластового давления. Допустимая погрешность соответствует погрешности замера дебита жидкости по данной скважине.

Результаты замера давления на нестационарных режимах (запуск или остановка) работы скважины рассматриваются как альтернатива регистрации КВУ по устьевым замерам уровня и давления. Разрешающая способность стандартных ТМС по давлению составляет 0,1 МПа, что обеспечивает точность, достаточную для прогноза пластового давления и продуктивных свойств скважины.

Сформулированы требования к созданию подобной системы в рамках контроля за разработкой. Преимуществами созданной системы контроля являются: оптимизация времени простоя скважины с целью ГДИС; оптимизация работы специалистов по поиску, анализу и обработке информативных ГДИС; сокращение затрат на проведение ГДИС и технологического контроля работы оборудования; увеличение охвата фонда скважин замерами; интегрированность с корпоративной БД; проведение расчетов по единому алгоритму.

Приведены результаты анализа опытно-промысловых работ по внедрению ТМС с датчиками давления, имеющими точность 0,5% и разрешающую способность $-0,001$ МПа. Скважины исследованы на трех последовательных установившихся режимах работы (изменение режима осуществлялось частотным преобразователем) и на одном неустановившемся режиме методом КВУ. Также в период стабильной работы скважин проведены исследования методом гидропрослушивания на двух участках пласта. Результаты опытно-промысловых работ показали, что повышенная чувствительность высокоточных ТМС позволяет регистрировать большее количество точек КВУ, и возможен более детальный анализ режима работы скважины. Определена область применения ТМС с высокой разрешающей способностью.

В перспективе информацию с ТМС УЭЦН возможно использовать при анализе добычи для определения продуктивных свойств скважины и энергетического состояния залежи без плановых оста-

новок скважин, что позволит не снижать темп добычи нефти. Еще одно из направлений развития разработанной системы – анализ кривых изменения давления при пуске скважины в работу, а также анализ периодически работающих скважин.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН С СИСТЕМОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ

*Д.С. Иващенко, к.ф.-м.н., главный специалист ООО «РН-УфаниПИНефть»,
А.Я. Давлетбаев, к.ф.-м.н., начальник отдела ООО «РН-УфаниПИНефть»,
С.В. Валеев, начальник управления ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
М.П. Борисов, менеджер ООО «РН-Юганскнефтегаз»*

В настоящее время в компании активно развиваются «малозатратные» технологии проведения ГДИС, которые предполагают регистрацию данных по давлению и дебиту в действующих скважинах при помощи систем телеметрии (ТМС). Обработка замеров ТМС сопряжена с целым рядом трудностей, связанных с настройкой прибора, хранением и передачей данных, высокой дискретностью замеров, зашумлением сигнала. При этом большие объемы информации диктуют необходимость реализации методов автоматической обработки данных, включающих проверку кондиционности, сглаживание кривых, редукцию точек, выделение информативных интервалов [1]. Существующие программные продукты (Diamant Master/KAPPA Server, OilTeamSystem и т.д.) либо являются дорогостоящими, либо не вполне подходят под наши задачи, поэтому изучается международный опыт и ведется работа по развитию инструментов, которые позволяют снизить трудозатраты при анализе потоков и массивов исходных данных со скважин с ТМС.

Модуль «Анализ кондиционности данных ТМС» предназначен для автоматической проверки данных, предоставляемых технологами ЦДНГ или подрядными организациями, на наличие проблем, таких как сбой в работе прибора, недостаточная разрешающая способность, несовместимость со станцией управления, зашумленность сигнала, продолжительные разрывы по времени (рис. 1). Модуль производит классификацию данных по типам проблем, выполняет статистический анализ результатов и строит соответствующие диа-

граммы, готовые к вставке в информационный отчет по анализу исходных данных.

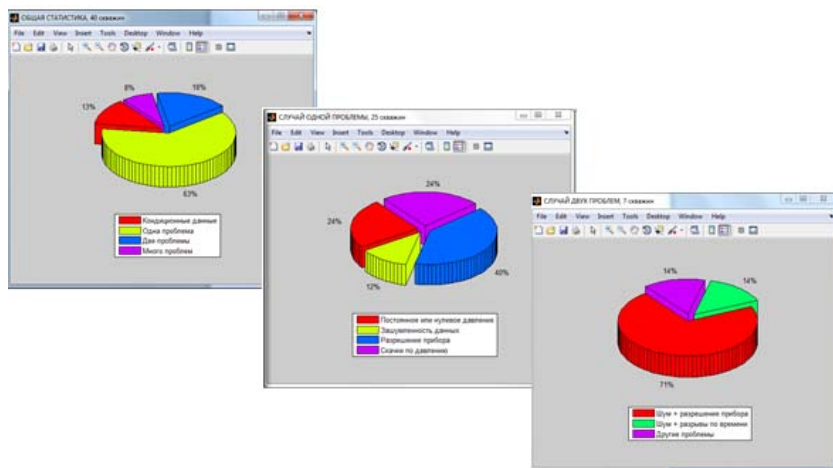
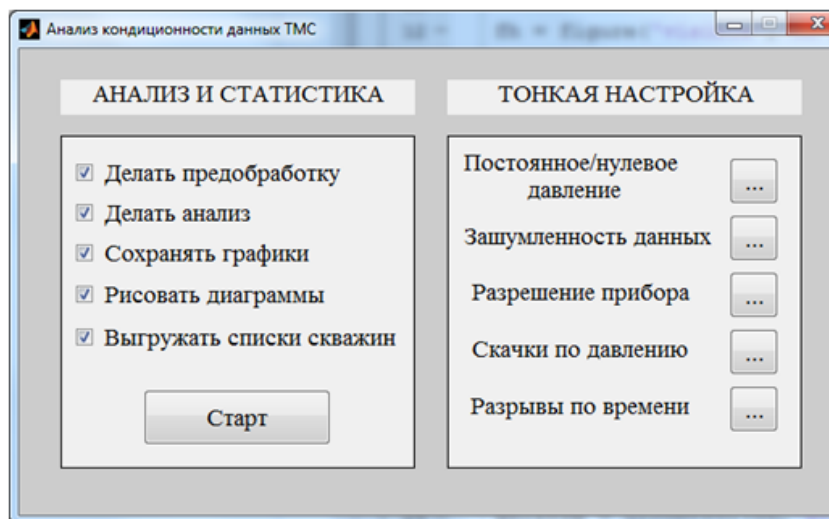


Рис. 1. Окно модуля «Анализ кондиционности данных TMC» и результаты работы

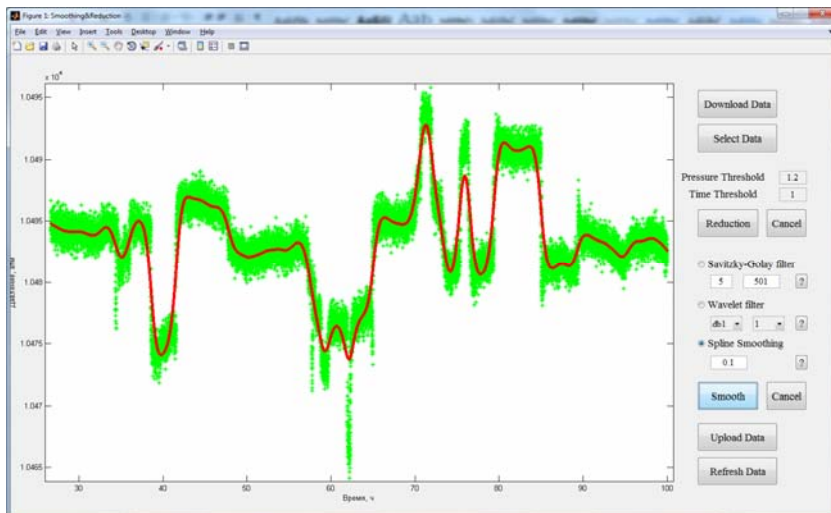


Рис. 2. Пример сглаживания с использованием сплайн-фильтра

Двухкритериальный метод:

- 1) Порог по давлению: $|Y_i - Y_{i+1}| < Dp \rightarrow Y_{i+1}$ точку отбрасываем
- 2) Порог по времени: $|X_i - X_{i+j}| < Dt \rightarrow X_{i+j}$ точку отбрасываем
 $j = 1, 2, 3 \dots$ пока не будет преодолен порог.

Две копии исходных данных

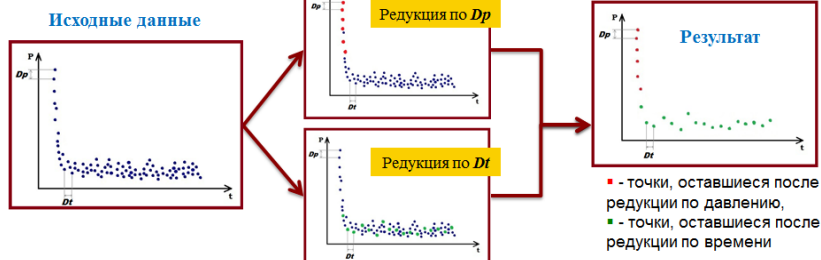


Рис. 3. Принцип работы двухкритериального метода редукции

К примеру, модуль «Сглаживание и редукция данных ТМС» реализует процедуру сглаживания данных ТМС с использованием фильтра Савицкого–Голея, вейвлет-фильтра, сплайн-фильтра (рис. 2) и редукцию избыточных точек при помощи адаптивного двухкритерия

риального порогового метода редукции (рис. 3), а также метода редукции данных, записанных с низкой разрешающей способностью.

Модуль «Выделение интервалов КВД/КПД на данных ТМС» предназначен для автоматической идентификации кривых восстановления и падения давления по данным ТМС, которые теоретически допускают интерпретацию с помощью стандартных методов ГДИС. Под выделением интервалов понимается нахождение «маркеров» – границ конца и начала каждого из интервалов.

Методика решения задачи частично основана на алгоритмах, реализованных в программных продуктах компании KAPPA и представленных в работе [2]. Положение пиков производной сигнала, построенной с использованием фильтра Савицкого–Голея, совпадает в некоторой достаточно малой окрестности с положением границ интервалов. Таким образом, на первом шаге по методу Савицкого–Голея строится производная сигнала, по пикам которой определяется примерное положение маркеров. На втором шаге производится «отсеивание» слишком длинных и слишком коротких интервалов (из физических соображений). Третий шаг – уточнение положения маркеров по методу соотношения площадей. Пример работы модуля представлен на рис. 4.

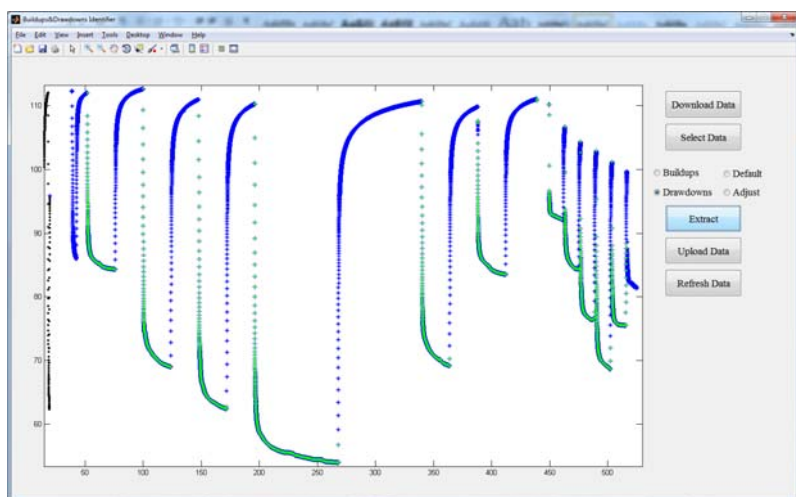


Рис. 4. Результат автоматического выделения интервалов падения давления

Программные модули представляют собой Windows-приложения с графическим интерфейсом, что позволяет пользователю осуществлять работу в диалоговом режиме и производить «тонкую настройку» параметров алгоритмов. Рассмотренные инструменты активно внедряются в производственный процесс и после апробации могут быть включены в корпоративную линейку ПО.

Литература

1. *Афанасьев И.С. и др.* Применение методов вейвлет-анализа в задачах автоматической обработки данных гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 34–37.
2. *Houze O. et al.* New Methods Enhance the Processing of Permanent Gauge Data // SPE. №139216.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ИСТОРИИ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ ПРИ РЕШЕНИИ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОДИНАМИКИ

*Н.П. Ефимова, научный сотрудник НИИСИ РАН,
С.Г. Вольпин, к.т.н., заведующий отделом НИИСИ РАН,
А.В. Свалов, главный инженер ЗАО «ЦГДИ «ИНФОРМПЛАСТ»*

В идеальном случае для интерпретации кривых изменения давления, полученных в результате ГДИС, необходимо иметь подробную информацию о дебите (расходе) скважин в течение достаточно продолжительного периода времени, предшествующего исследованиям. Но очень часто необходимая информация по истории дебитов отсутствует, что может вызвать ошибки в интерпретации. Эти ошибки сказываются как на количественной оценке коэффициента проницаемости, так и на выборе адекватной интерпретационной модели пласта.

Существует несколько методических приемов, позволяющих в ряде случаев уменьшить влияние неполной информации об истории дебитов на результаты интерпретации.

В работе предложен новый подход, рассматривающий историю работы скважины как два периода:

– собственно история, т.е. известное поведение дебитов непосредственно перед началом анализируемой кривой давления;

– предыстория, т.е. неизвестное поведение дебитов в более раннее время.

Для этого в уравнения интерпретационной модели в число неизвестных параметров (наряду с проницаемостью, скин-фактором, пластовым давлением) вводятся некие дополнительные параметры – эквивалентные время и дебит предыстории. И далее неизвестные параметры определяются методом совмещения (нелинейной регрессии). Такой подход был реализован как опция программы «Тестар» (ЗАО «ЦГДИ «Информпласт»).

Эффективность новой методики проверялась путем моделирования гипотетических примеров в программе «Saphir» (КАРРА) и их интерпретации в программе «Тестар». Обработка с использованием предыстории была проведена также по ряду реальных промысловых исследований.

Введение дополнительных параметров в модель позволяет:

- восстановить время и дебит, предшествующий известной истории работы скважины, если он не был замерен либо его замеры вызывают сомнения;

- определить эквивалентные время и дебит предыстории, создающие такое же возмущение в пласте, как и то, которое обусловлено реальными, но неизвестными дебитами;

- повысить качество интерпретации: более достоверно выбрать интерпретационную модель и с большей точностью оценить фильтрационно-емкостные свойства и геометрию пласта.

Практическое применение предложенного подхода зависит от возможности включения дополнительных неизвестных параметров в некоторые интерпретационные модели программного обеспечения для интерпретации ГДИС. Такое включение, по нашему мнению, возможно.

ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГРП

*М.Л. Карнаухов, д.т.н., профессор ТюмГНГУ,
Э.Ф. Гильфанов, зав. лабораторией методического сопровождения технологии
гидродинамических исследований и интерпретации филиала ООО «ЛУКОЙЛ–
Инжиниринг», «КогалымНИПИнефть»,
Г.П. Гердий, ассистент ТюмГНГУ*

Скважины с горизонтальным стволом (ГС), вскрывшим продуктивную толщину пород, при разработке месторождений нефти стали привлекать все большее внимание нефтяников во всем мире.

Планирование ГС вместо вертикальных (ВС) базируется на понимании того, что площадь поверхности ГС, через который флюид поступает в скважину, всегда больше площади поверхности ВС. Поэтому приток в ГС должен быть кратно – в L/h раз – больше, чем в ВС (L – длина ГС; h – толщина пласта). Сдерживающим фактором в реализации такого простого приема увеличения добычи нефти долгое время являлось неумение строить скважины с ГС. Однако оценка первых же скважин, построенных с применением новых технологий проводки ГС, показала, что простого увеличения площади поступления флюида в скважину еще недостаточно для увеличения дебита.

Необходимо изучение природы движения флюидов в сложных геологических условиях и при новом способе горизонтального вскрытия пласта.

В настоящее время поведение давления в ГС при ГДИ оценивается только предположением о появлении плоскопараллельного течения в ближних зонах к скважине и радиального – в удаленных зонах. Нет решений для более сложных конфигураций течений, порожденных горизонтальными стволами, пробуренными в реальных условиях. Так, нет методов анализа кривых изменения давления в скважинах с ГРП. Приток жидкости к трещинам ГРП в вертикальных скважинах достаточно полно освещен в литературе, однако приток жидкости к горизонтальной скважине с несколькими ГРП подробно не рассмотрен. Этот физический процесс более сложен. В работе предлагается методика определения работы трещин ГРП на горизонтальном участке в ГС методами ГДИ.

На примере одного из месторождений в Западной Сибири, где множество скважин пробурено с ГС+ГРП, показано, как по измене-

нию производной давления можно определить работающие участки пласта, их характеристики и эффективность как отдельных ГРП, так и в целом, – оценить потенциал работы скважин. Предложена методика анализа данных ГДИ в скважинах с ГС и показано, как по результатам ГДИ следует планировать выполнение ГРП.

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ПЛАНИРОВАНИЮ И ПРОВЕДЕНИЮ ГДИС НА КУЮМБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Д.М. Ковязина, ведущий специалист отдела ИАГДИС
ООО «Газпромнефть НТЦ»*

История трещиноватых пластов-коллекторов такая же древняя, как история самой нефти. На симпозиуме по трещинным коллекторам в Лос-Анджелесе (март 1952 г.) Леворсен отметил, что понятие «трещинная пористость» было введено геологом Е.Б. Эндрюсом лишь два года спустя после открытия Дрейка; в 1861 г. Е.Б. Эндрюс писал, что если имеются многочисленные трещины вдоль простирания антиклинали, то это является одним из основных признаков существования условий для аккумуляции углеводородов. Он также показал, что существует прямая зависимость между величиной добычи нефти и количеством трещин. Но только в начале 50-х гг. следующего столетия в связи с открытием залежей нефти на площади Спраберри в Западном Техасе и гигантских месторождений в странах Среднего Востока появился повышенный интерес к залежам такого типа [1].

Сегодня перед нашей компанией стоит сложная задача исследования трещиновато-кавернозного коллектора с большой долей вероятности влияния трещиноватости на его разработку, осложненного наличием газовой шапки и подстилающих подошвенных вод.

В данной работе представлен комплексный подход с точки зрения ГДИС рифейских отложений Куямбинского месторождения. На основании проведенных ГДИС была выявлена «применимость» различных моделей пласта и определена доля вероятности влияния матрицы/трещин на разработку месторождения.

На ряде полученных диагностических графиков была диагностирована так называемая «яма», характеризующая двойную порис-

тость, на других четко диагностируются признаки трещины в пласте, наличие которых было подтверждено и исследованиями имиджерами FMI, которые позволяют определить такие характеристики трещины, как направление, размеры (качественно), открытые или закрытые, кавернозность.

Анализ работы скважин показывает, что трещины на Куюмбинском месторождении играют огромную роль. Дебиты скважин, находящихся в одном разрабатываемом блоке, не похожи друг на друга и не зависят от типа скважины (ГС, ННС). Так, например, при изменении депрессии на пласт на одних скважинах наблюдается резкий скачок обводненности (до 40%) и газового фактора (до 5000 м³/т), другие же скважины при такой же депрессии работают чистой нефтью с небольшим газовым фактором.

На стадии ОПР выделено два пробных участка, на которых запланировано и выполнено бурение 8 скважин с горизонтальными стволами различной длины, расстояниями между скважинами, закачиванием. На первой стадии методами ГДИС решались вопросы оценки фильтрационных параметров пласта (КВД), межскважинного взаимодействия (многоимпульсные ГДП), подбора оптимальных режимов эксплуатации (ИД), оценки времени прорыва газа и воды.

По результатам проведенных работ определены фильтрационная модель пласта, его энергетическое состояние, гидродинамические характеристики и гидродинамическая связь по пласту. По «новым скважинам» был создан алгоритм дальнейших исследований.

Работы проводились с учетом особенностей объекта, чему предшествовали тщательное планирование, контроль за выполнением в режиме «реального времени» и оперативный анализ получаемых данных.

На основе полученной информации планируется определение темпов падения добычи, времени прорыва воды (подстилающей, нагнетаемой) и времени прорыва газа из газовой шапки.

Следует отметить, что исследование скважин на начальном этапе ОПР является ключевым моментом при планировании проектных решений и выработке правильной стратегии разработки месторождений.

РОЛЬ ГДИС НА ЭТАПАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*С.Г. Маслак, ведущий специалист отдела ИАГДИС ООО «Газпромнефть НТЦ»,
Д.А. Листойкин, специалист отдела ИАГДИС ООО «Газпромнефть НТЦ»,
А.А. Ридель, рук. направления по ГДИС отдела ИАГДИС ООО
«Газпромнефть НТЦ»*

В статье представлен опыт компании ОАО «Газпромнефть» по разработке месторождения с нестандартными свойствами нефти (высокая вязкость нефти) и сложным геологическим строением (наличие газовой шапки и подошвенных вод). Месторождение является стратегическим активом компании, пополняющим ее ресурсную базу углеводородов, призванным после вовлечения в разработку в ближайшее время существенно повысить уровни добычи.

Для осуществления данных целей необходимо грамотно спланировать комплекс исследовательских мероприятий на стадии опытно-промышленной эксплуатации.

Проведенный ранее комплекс ГДИС позволил получить исчерпывающую информацию о гидродинамических характеристиках исследуемых пластов, начальном энергетическом состоянии, добычных возможностях скважин.

На следующем этапе запланирован и выполнен комплекс ГДИС, направленный на определение активности газовой шапки и подошвенных вод. Длительная отработка добывающих скважин прерывалась остановками на КВД. По результатам интерпретации полученных данных сделаны соответствующие выводы. Задачи по оценке эффективности системы ППД решались путем запуска под закачку скважин с различными длинами стволов, приемистостями. Результатами проведенных работ являлись оценка фазовой проницаемости по воде, определение эффективных уровней закачки, контроль влияния нагнетательных скважин на добывающее окружение.

Данная информация является ключевой при планировании проектных решений и выработке правильной стратегии разработки.

Полученные результаты проведенных работ заставляют пересмотреть ранее предложенный (утвержденный) вариант организации добычи и закачки на наиболее перспективных объектах эксплуатации данного месторождения.

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИКО-ВОЛОКОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

*И.А. Черных, начальник отдела геофизики ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»,
А.А. Злобин, инженер I категории ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»*

Проекты создания интеллектуальных скважин и интеллектуальных месторождений достаточно давно разрабатываются ведущими мировыми добывающими компаниями. Внедрение этих технологий ознаменовало собой новый этап в эволюции процесса эксплуатации скважин. Одной из таких технологий являются скважинные опτικο-волоконные исследования.

Основная суть метода заключается в измерении температурного поля вдоль всего ствола скважины. Измерение температуры основано на использовании рамановского рассеяния, где сенсором является само оптическое волокно на всем его протяжении. Выбор точки измерения определяется интервалом времени между моментом излучения сигнала лазером и моментом прихода обратного сигнала рассеяния.

Испытания опτικο-волоконной технологии на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» начались в 2012 г. В течение этого времени исследования проводились на одиннадцати скважинах. Задача исследований состояла в испытании аппаратного комплекса и наработке методики выявления работающих интервалов при освоении и эксплуатации скважин. Наибольший интерес представляют исследования, проведенные при освоении одной из скважин Гагаринского месторождения и эксплуатации двух скважин Москудьинского месторождения. Скважины, помимо опτικο-волоконного кабеля, были оснащены погружной системой телеметрии и автономными манометрами-термометрами «ФОТОН» для регистрации давления на забое и приеме насоса. Совместно с внутрискважинными исследованиями проводилась регистрация наземных параметров: замер затрубного и линейного давлений, динамического уровня, замер дебита, отбор и анализ устьевых проб.

По проведенным исследованиям были получены достаточно убедительные результаты:

- определены работающие интервалы на разных режимах и этапах работы скважины;
- распределен дебит по работающим интервалам;

- выделены, при определенных режимах, интервалы поступления воды и газа;
- определены интервалы негерметичности муфтовых соединений;
- определен динамический уровень при работающем скважинном оборудовании (оптимальный режим работы ЭЦН может быть подобран путем задания динамического уровня и подбором частоты работы ЭЦН);
- получена возможность фиксировать и предотвращать работу ЭЦН в «экстремальных» режимах;
- наиболее точно определены гидродинамические параметры удаленной и призабойной зоны пласта.

В 2014–2015 гг. на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с использованием оптико-волоконной технологии планируется организовать мониторинг работы нагнетательных скважин Юрчукского месторождения и провести исследования в скважине с горизонтальным окончанием.

АНАЛИЗ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ»

*К.Б. Королёв, начальник сектора ИС ОРМ ЗАО «Ванкорнефть»,
В.С. Котежеков, начальник УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»,
К.С. Сорокин, специалист УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»,
В.В. Караченцев, специалист УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»*

1. Постановка задач

Задача оценки наличия гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами является важной для эффективной разработки месторождений, позволяющей оценить эффективность работы системы ППД, уточнить положение геологических границ и запланировать дальнейшее развитие системы ППД. Отдельной задачей является оценка вклада закачки каждой нагнетательной скважины в добычу рядом расположенных добывающих скважин. Решение указанной задачи открывает большие перспективы в области оптимизации системы ППД для увеличения добычи нефти. Традиционно первая задача решается посредством проведения гидропрослушивания. Вторая задача может быть решена по-

средством проведения трассерных исследований. Оба вида исследования сопряжены со значительными экономическими затратами на планирование, проведение и обработку исследований. Кроме того, оба вида исследования не всегда могут быть эффективно проведены вследствие геологических и технологических ограничений. Поэтому возникает потребность в оперативном решении задач оценки взаимовлияния скважин иными способами.

2. Инструменты анализа

В данной работе описывается подход в анализе взаимовлияния, опирающийся на методы математической статистики и нейросетевого моделирования, а также рассматривается его применение в рамках опытно-промышленного исследования по данным ЗАО «Ванкорнефть». Дополнительно рассматриваются результаты анализа Усть-Тегусского месторождения ООО «РН-Уватнефтегаз».

А. Корреляционный анализ

Методы корреляционного анализа используются для оценки степени тесноты статистической связи между двумя и более рядами данных. Корреляционный анализ для оценки гидродинамической связи между скважинами является известным и достаточно распространённым подходом (например, [1–2]). Авторы подобных подходов используют ранговый коэффициент корреляции Спирмена для оценки гидродинамической связи, главным преимуществом которого является независимость от вида распределения рассматриваемых величин [3].

В данной работе нами использовался модифицированный коэффициент корреляции Спирмена для общего случая [3], который позволяет анализировать ряды данных с повторяющимися рангами (ранг – место конкретного наблюдения в упорядоченном ряду из всех наблюдений):

$$r(Qo, Qw) = \frac{\frac{1}{6}(n^3 - n) - \sum_{i=1}^n (Qo_i^{(k)} - Qw_i^{(j)})^2 - T^{(k)} - T^{(j)}}{\sqrt{(\frac{1}{6}(n^3 - n) - 2T^{(k)})(\frac{1}{6}(n^3 - n) - 2T^{(j)})}}; \quad (1)$$

$$T^{(k)} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{m^{(k)}} [(n_i^{(k)})^3 - n_i^{(k)}],$$

где r – ранговый коэффициент корреляции Спирмена для двух рядов данных; Q_o – дебит жидкости для добывающей скважины за длительный период времени, м³/сут; Q_w – приёмистость нагнетательной скважины за длительный период времени, м³/сут; n – количество используемых для анализа замеров дебита жидкости и приёмистости; $Qo_i^{(k)}$ – ранг дебита жидкости в упорядоченном ряду из всех замеров дебита жидкости; $Qw_i^{(j)}$ – ранг приёмистости в упорядоченном ряду из всех замеров приёмистости; $m^{(k)}$ – число групп неразличимых рангов у переменной $Qo_i^{(k)}$; $n_i^{(k)}$ – число элементов (рангов), входящих в t -ю группу неразличимых рангов.

В ходе анализа также рассматривалась эффективность коэффициента корреляции Спирмена для расчёта гидродинамической связи между скважинами, а также были произведены сопоставления с модифицированным ранговым коэффициентом корреляции Кендалла и общим корреляционным отношением [3]. Сопоставления были произведены на основе использования гидродинамической модели Усть-Тегусского месторождения, схожего по многим характеристикам с Ванкорским. По результатам можно сказать, что даже при наличии слабой гидродинамической связи и наличии зашумлённости на замер дебита и приёмистости (10%) все рассматриваемые коэффициенты верно оценивают наличие гидродинамической связи примерно с одинаковой точностью. Поэтому в дальнейшем анализе использовался коэффициент корреляции Спирмена (1).

Б. Нейросетевой анализ

Сегодня нейронные сети активно используются в нефтегазовом инжиниринге для решения ряда практических задач, когда существуют значительные неопределённости в оценке ряда параметров пластовой системы и оценке характера взаимодействий множества факторов, которые невозможно учесть на практике [4, 5]. Применительно к поставленной выше задаче оценки вклада закачки в добычу соседних скважин также ранее применялся нейросетевой подход [6].

3. Результаты опытно-промышленного исследования (ОПИ) для Ванкорского месторождения

Для оценки достоинств и недостатков корреляционного и нейросетевого анализов было проведено ОПИ на 3 скважинах пласта X:

№1 – добывающая нефтяная скважина и №2, №3 – расположенные по соседству водонагнетательные скважины (рис. 1).

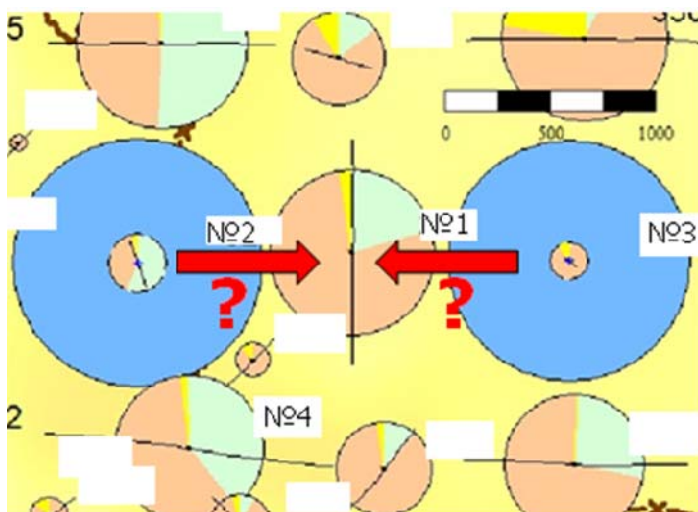


Рис. 1. Карта взаимного расположения

А. Корреляционный анализ

По результатам корреляционного анализа была оценена хорошая гидродинамическая связь между скважинами №2–№1 и №3–№1. Кроме того, оценено время реагирования изменения дебита в зависимости от изменения закачки (табл. 1). Время реагирования оценено по критерию максимизации коэффициента Спирмена для разных значений времени реагирования.

Таблица 1. Результаты корреляционного анализа

Параметр	Скв. №2–№1	Скв. №3–№1
Коэффициент корреляции Спирмена (по сгруппированным и усреднённым дан- ным)	0,93	0,92
Время реагирования	Около 1 мес	До 10 дней

Б. Нейросетевой анализ

В качестве входных переменных для нейросетевого анализа выступали данные по замерам приёмистости нагнетательных скважин

№2 и №3, а также частота работы ЭЦН добывающей скважины №1. В качестве выходных переменных при построении модели использовались замеры дебита жидкости. Данные для адаптации нейронной сети были взяты в период с 12.11.2012 г. по 01.12.2013 г. В результате была получена нейронная сеть, которая позволяет прогнозировать изменение дебита скважины в зависимости от изменения закачки соседних скважин ППД. Помимо этого, по построенной модели была произведена оценка гидродинамической связи и рассчитано время реагирования (табл. 2).

Таблица 2. Результаты корреляционного анализа

Параметр	Скв. №2–№1	Скв. №3–№1
Наличие гидродинамической связи	Да	Да
Время реагирования	45 дней	5 дней

4. Оценка достоверности полученных результатов

1) Для проверки адекватности оценки времени реагирования было проведено численное моделирование в ПО Карра Торазе. Однако следует отметить, что численное моделирование в данном ПО является упрощенным и не позволяет учесть множество факторов, поэтому оценку времени реагирования можно получить только приблизительно. По результатам моделирования время реагирования скв. №2–№1 составило 25 дней, а скв. №3–№1 – 16 дней. Данные оценки удовлетворительно согласуются с оценками по анализу взаимовлияния.

2) Расстояние между скв. №2 и №1 примерно такое же, что и между скв. №2 и №4 (см. рис. 1), поэтому были сопоставлены замеры приёмистости по скв. №2 и забойного давления по скв. №4 (рис. 2). Таким образом, была отмечена значительная корреляция между представленными кривыми при сдвиге замера давления на 1 мес вперёд, т.е. время реагирования между скв. №2 и №4 составляет примерно 1 мес, что согласуется с оценками времени реагирования по анализу взаимовлияния между скважинами №2 и №1.

3) Следует отметить, что время реагирования между скважинами №2–№1 и №3–№1 отличаются в разы (см. табл. 1, 2), при этом расстояния между ними сопоставимы. Также сопоставимы фильтрационно-ёмкостные свойства пласта, оценённые по ГДИС и ГИС. Результаты снятия профиля приёмистости на скважинах №2 и №3 демонстрируют различия в распределении закачки по стволу скважи-

ны: основная закачка по скважине №2 проходит существенно ниже, чем по скважине №3.

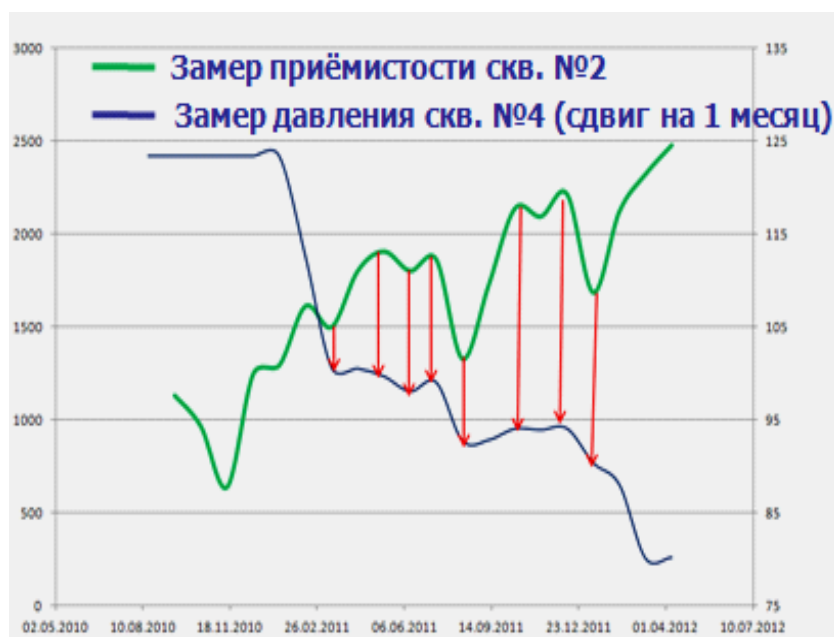


Рис. 2. Анализ работы скважины №4

Данный факт позволяет сделать предположение, что столь существенное отличие во времени реагирования скважин может быть связано с геологическими неоднородностями пласта X, т.е. скорость фильтрации воды в интервале абсолютных глубин 1635–1645 м меньше, чем в интервале 1605–1610 м.

4) В 2013 г. скважины №2 и №1 участвовали в программе трассерных исследований. Максимальная концентрация трассера, закачиваемого в скважину №2, была получена в скважине №1 в период 32–53 сут, что **хорошо согласуется** с результатами проведённого анализа взаимовлияния (30–45 сут).

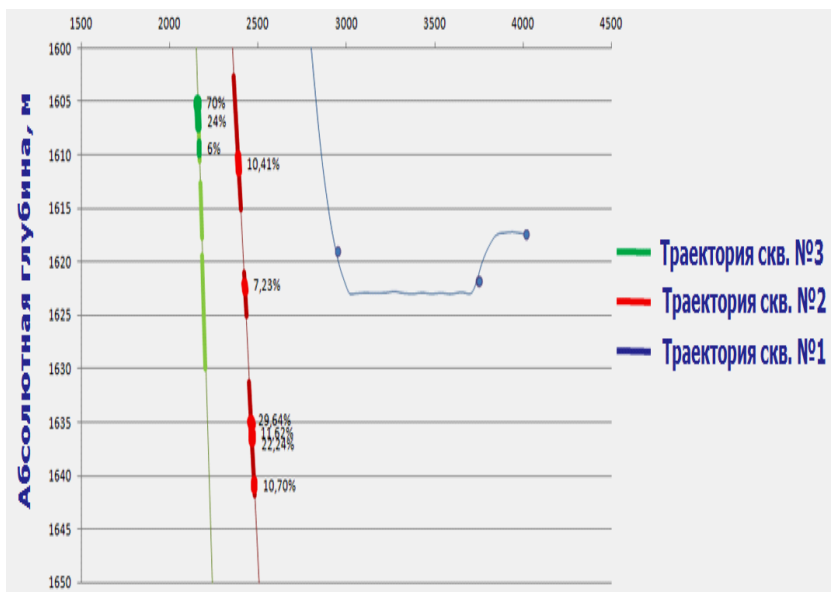


Рис. 3. Распределение закачки по результатам снятия профиля приёмистости на скважинах №2 и №3, %

5) Для проверки надёжности и точности построенной нейронной сети был произведён прогноз изменения дебита при уменьшении приёмистости скважины №2 в 3,5 раза. Модель верно спрогнозировала падение дебита на $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 4, «Прогноз»). Помимо этого, был осуществлён прогноз изменения дебита с 24.02 по 05.04.2014 г. при условии, что сначала был осуществлён прогноз, а затем были предоставлены данные по замеру дебита жидкости (рис. 4, «Слепой прогноз»).

В период с 24.02 по 13.03.2014 г. дебит по модели был спрогнозирован верно (погрешность 1–2%). Начиная с 13.03.2014 г. был осуществлён разгон насоса до 67 Гц, что привело к незапланированному снижению подачи насоса из-за разгазирования флюида в стволе скважины, вследствие чего на этом периоде прогноз по модели сходится неудовлетворительно.

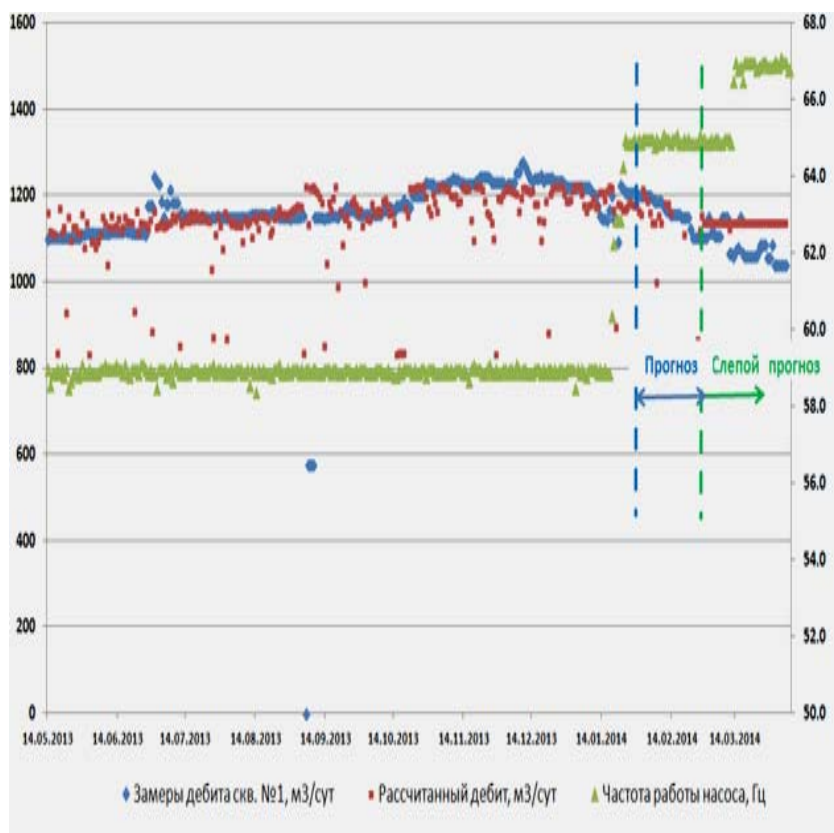


Рис. 4. Сопоставление результатов прогноза и фактических замеров

Таким образом, можно сделать вывод, что нейросетевая модель корректно прогнозирует изменение дебита за счёт изменения закачки, но некорректно прогнозирует при условии проявления факторов, которые ранее не влияли на дебит жидкости. В данном случае модель адаптировалась при частоте работы насоса с 46 по 65 Гц и не учитывала усиление процесса выделения газа и снижения эффективности работы УЭЦН при частоте 67 Гц.

В качестве итога можно отметить известный в литературе недостаток нейросетевого подхода: модель может делать верные прогнозы только в заданном интервале входных переменных, т.е. если модель

«обучалась» при закачке от 1000 до 2000 м³/сут, то при фактической закачке 3000 м³/сут прогнозы не будут надёжными.

5. Анализ взаимовлияния для Усть-Тегусского месторождения ООО «РН-Уватнефтегаз»

В рамках комплексного анализа для ООО «РН-Уватнефтегаз» был проведён корреляционный анализ по 88 парам скважин, в ходе

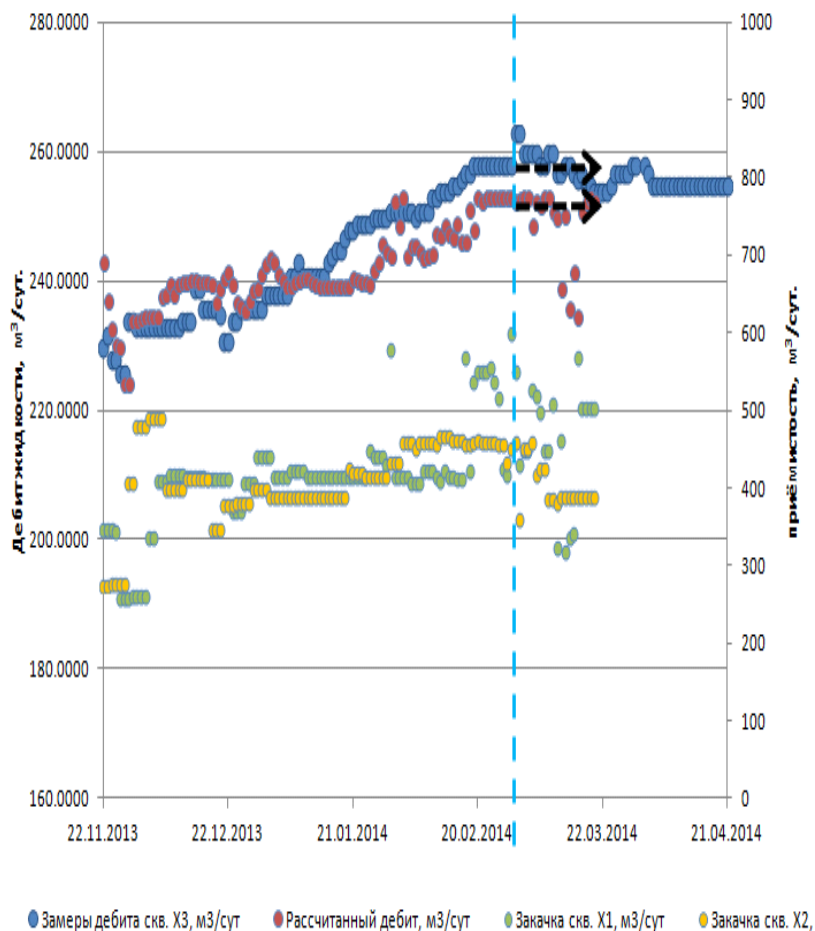


Рис. 5. Сопоставление результатов прогноза и фактических замеров

которого были произведены оценки гидродинамической связи между ними и время реагирования. Также была отмечена зона неэффективности системы ППД, т.е. гидродинамическая связь между добывающей скважиной и соседними нагнетательными не была обнаружена.

Кроме того, по одной добывающей скважине не удалось построить адекватную нейронную сеть для прогнозирования дебита, что, вероятно, связано с заменой счётчика жидкости и соответствующим изменением динамики замеренного дебита.

По второй добывающей скважине нейронная сеть была построена и в феврале был сделан прогноз характера изменения дебита жидкости на март 2014 г., т.е. на месяц вперёд. В рассматриваемом периоде закачка скважины X1 выросла в 1,5 раза и далее нестабильно изменялась, при этом закачка скважины X2 снизилась в 1,2 раза (рис. 5). В подобных условиях возникают следующие вопросы:

1. Снизится, возрастет или стабилизируется дебит жидкости добывающей скважины?

2. Если дебит жидкости изменится, то на какую величину?

Спустя месяц были произведены сопоставления с прошлым прогнозом дебита и новыми данными по замеру дебита (см. рис. 5, «Слепой прогноз»).

Сопоставление прогноза с фактическим замером позволяет сделать вывод, что нейросетевая модель **верно** ответила на два поставленных вопроса: дебит жидкости не должен был измениться, что и подтвердили последующие замеры дебита. Таким образом, на основе проведённого анализа можно сделать вывод о том, что нет оснований считать построенную модель неадекватной. Этот вывод позволяет дать рекомендации по оптимизации ППД.

На рис. 6 представлена зависимость дебита жидкости от закачки соседних нагнетательных скважин. Согласно данному рисунку можно сделать вывод о том, что скважина №X1 вносит больший вклад в добычу исследуемой скважины, чем скважина №X2. В этом случае рекомендацией может являться перераспределение закачки из скважины №X2 в скважину №X1, что согласно расчётам приведёт к увеличению дебита жидкости. Однако тут стоит сказать о большой вероятности пропорционального увеличения обводнённости скважины (нейросетевая модель не прогнозирует изменение обводнённости).

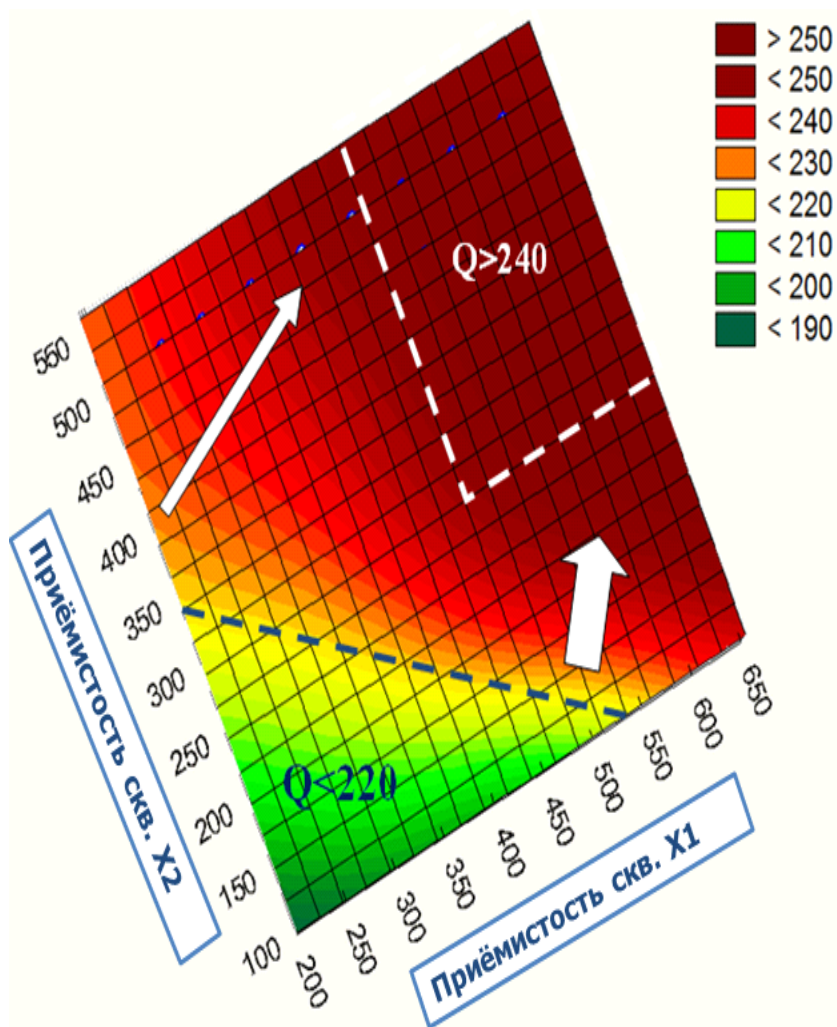


Рис. 6. Зависимость изменения дебита жидкости от закачки соседних ППД

Кроме того, есть область, в пределах которой изменение дебита жидкости происходит незначительно при изменении закачки соседних скважин (см. рис. 6). Тем самым можно снизить закачку по скважине №X2, при этом дебит нефти вырастет за счёт снижения

обводнённости. Однако тут следует также учитывать, как будет изменяться добыча в рядом расположенных скважинах, не входящих в проведённый анализ.

Таким образом, направлением дальнейшей деятельности является построение нейронных сетей для прогноза обводнённости, а также прогнозирование изменения дебита скважин на участке месторождения, а не на отдельных скважинах.

Выводы

На текущий момент проведено ОПИ для ЗАО «Ванкорнефть»:

1. По результатам ОПИ были выявлены основные недостатки предлагаемого подхода.

2. Результаты ОПИ были подтверждены рядом косвенных аргументов и прямым трассерным исследованием.

3. Прогноз изменения дебита был осуществлён **частично верно** в силу влияния неучтённых факторов.

4. В дальнейшем предполагается более детальная оценка эффективности рассматриваемого подхода специалистами ЗАО «Ванкорнефть» и ООО «СИАМ-Инжиниринг», так как анализ взаимовлияния по нескольким скважинам недостаточен для обоснованных выводов.

Выполнен проект по теме анализа взаимовлияния для ООО «РН-Уватнефтегаз»:

1) оценена гидродинамическая связь и время реагирования для 88 пар скважин;

2) указана зона неэффективности ППД;

3) построена нейросетевая модель, прогнозы которой **были подтверждены** последующими замерами. Даны рекомендации по оптимизации ППД для одной добывающей скважины;

4) существующих результатов также недостаточно для однозначных выводов, поэтому в дальнейшем планируются более масштабные работы в данном направлении.

Литература

1. *Refunjol B.T., Lake L.W.* Reservoir characterization based on tracer response and rank analysis of production and injection rates // Fourth International Reservoir Characterization Technical Conference. 1997.

2. *Heffer K.J., Fox R.J.* Novel techniques show links between reservoir flow directionality, earth, stress, fault structure and geomechanical changes in mature waterfloods // SPE. 1997. № 30711.

3. *Айвазян С.А. и др.* Прикладная статистика: Исследование зависимостей. М.: Финансы и статистика, 1985. 497 с.

4. Lechner J., Zangl G. Treating uncertainties in reservoir performance prediction with neural networks // SPE. 2005. № 94357.

5. Ali J.K. Neural networks: a new tool for the petroleum industry? // SPE. 1994. № 27561.

6. Demiryurek U. Neural-network based sensitivity analysis for injector-producer relationship identification // SPE. 2008. № 112124.

НЕКОТОРЫЕ ПОДХОДЫ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

В.Ю. Ким, к.ф.-м.н., главный специалист ООО «ТННЦ»

В данной работе представлены некоторые подходы и методы интерпретации гидродинамического прослушивания (ГП). Основой анализа послужили результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на участке опытно-промышленных работ (ОПР) Сузунского месторождения.

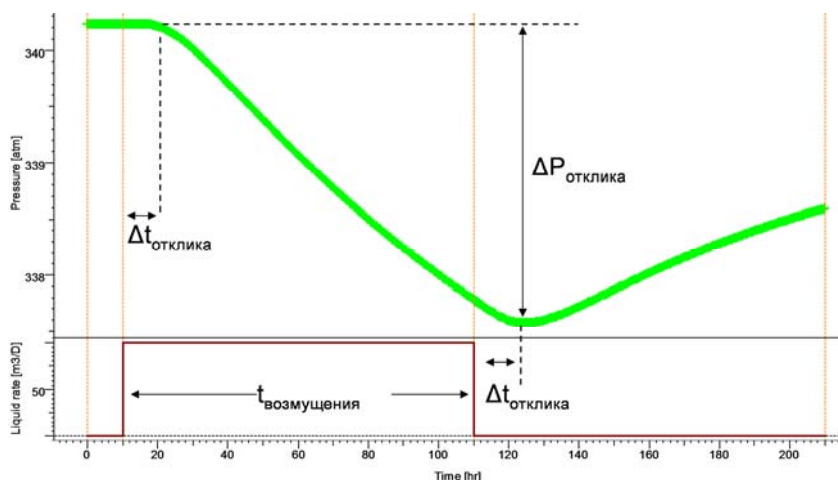


Рис. 1. Время отклика и амплитуда отклика давления при гидропрослушивании

Фактическим результатом при гидропрослушивании считается **время отклика** давления и **амплитуда отклика** давления [1]. Формализуем данные определения (рис. 1).

Δt – время отклика (ч) – время с момента начала работы возмущающей скважины, за которое давление в слушающей скважине изменится на такое очень малое значение dP_0 , которое станет возможно идентифицировать.

Аналитически это определение можно выразить на основе решения уравнения пьезопроводности с интегральной показательной функцией, которая при определенных условиях может быть заменена логарифмом [2]:

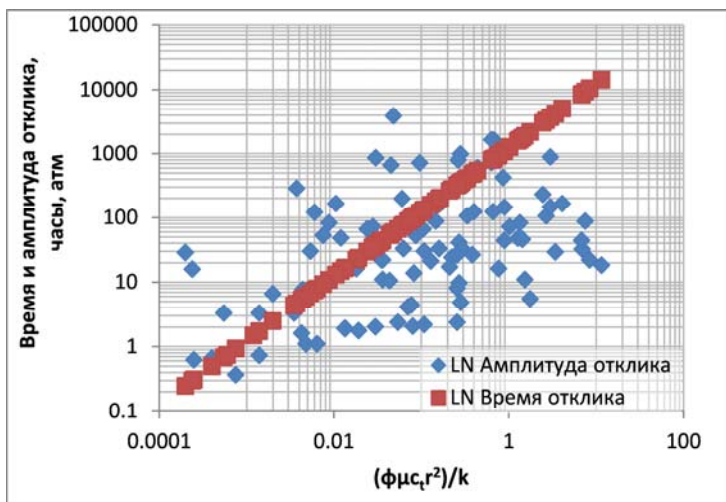
$$\Delta t_{\text{откл}} = \frac{1,781}{0,00144} \frac{\phi \mu c_i r^2}{k} e^{\frac{dP_0}{9,205} \frac{1}{qB \mu} \frac{kh}{\mu}}. \quad (1)$$

ΔP – амплитуда отклика (атм) – величина изменения давления в слушающей скважине за время работы возмущающей скважины с момента начала отклика давления (т.е. значение $dP(t_{\text{возмущ}} + \Delta t_{\text{откл}})$).

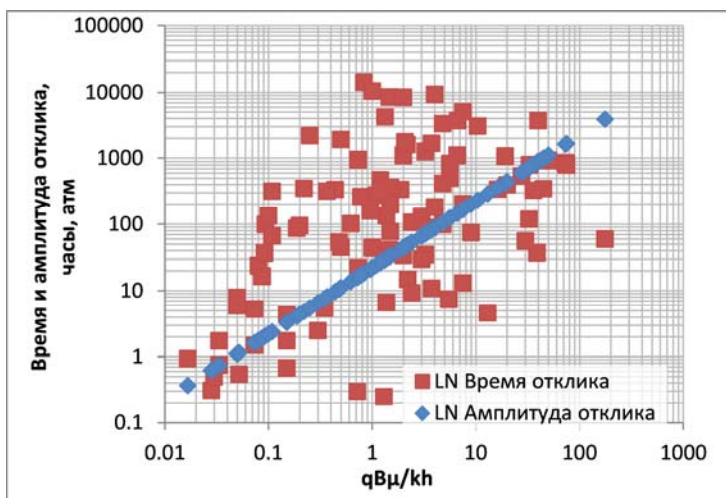
$$\Delta P_{\text{откл}} = 9,205 \frac{qB \mu}{kh} \left(\ln \left(\frac{0,00144}{1,781} \frac{k \left(t_{\text{возмущ}} + \Delta t_{\text{откл}} \right)}{\phi \mu c_i r^2} \right) \right). \quad (2)$$

Более детально данные зависимости можно продемонстрировать, пользуясь статистическими методами анализа. Так, на рис. 2 представлены результаты многочисленных реализаций исходных параметров ($k=100-500$ мД; $\phi=0,1-0,3$; $\mu=1-50$ сП; $c_i=7$ до $11e-5$ 1/атм; $R=100-1600$ м) для расчета времени и амплитуды отклика давления – по логарифмической аппроксимации ($\ln(u)$) и с помощью интегральной показательной функции ($Ei(u)$).

Из рис. 2 заметна прямая зависимость $\Delta t_{\text{откл}} \sim \phi \mu c_i r^2 / k$ и $\Delta P_{\text{откл}} \sim qB \mu / kh$ и отсутствие корреляции $\Delta t_{\text{откл}} \sim qB \mu / kh$ и $\Delta P_{\text{откл}} \sim \phi \mu c_i r^2 / k$, что обусловлено наименьшим влиянием дебита возмущающей скважины на время отклика и его первостепенным воздействием на амплитуду отклика давления при гидропрослушивании.



А)



Б)

Рис. 2. Зависимость времени отклика $\Delta t_{\text{откл}}$ (■) и амплитуды отклика $\Delta P_{\text{откл}}$ (◆): А – от комплекса $(\phi\mu cr^2/k)$; Б – от комплекса $(qB\mu/kh)$

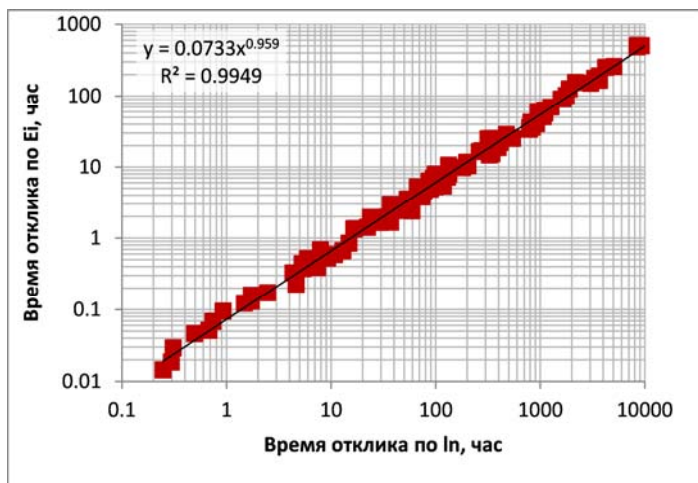


Рис. 3. Корреляция времени отклика, найденного с помощью логарифмической зависимости и интегральной показательной

Расчёты по логарифмическому виду уравнения и интегральному показывают существенное различие – не выполняется критерий $u < 0,01$ замены $Ei(u)$ логарифмом [3]. Однако стоит отметить сходство распределения реализаций, что подтверждается близким коэффициентом корреляции между $\Delta t_{\text{откл}}$ (по ln) и $\Delta t_{\text{откл}}$ (по Ei) (рис. 3).

Подобный подход может быть распространён для нахождения не только времени отклика, но и длительности исследования. Для этого необходимо задать необходимое значение по отклику давления $dP0$ (обычно от 0,1 до 1 атм).

Использование аналитических методик при интерпретации ГП горизонтальных скважин может привести к значительным ошибкам. С другой стороны, применение численных гидродинамических расчетов не всегда оправдано и предполагает увеличение времени интерпретации. Поэтому был проведен поиск критерия, выполнение которого гарантировало бы минимизацию ошибок при интерпретации гидропрослушивания горизонтальных скважин. С этой целью проведена серия численных расчетов с различным расположением слушающей и возмущающей скважин и параметрами пласта и флюида для Сузунского месторождения. Полученный отклик давления обработан стандартным аналитическим способом. Результаты представлены на рис. 4.

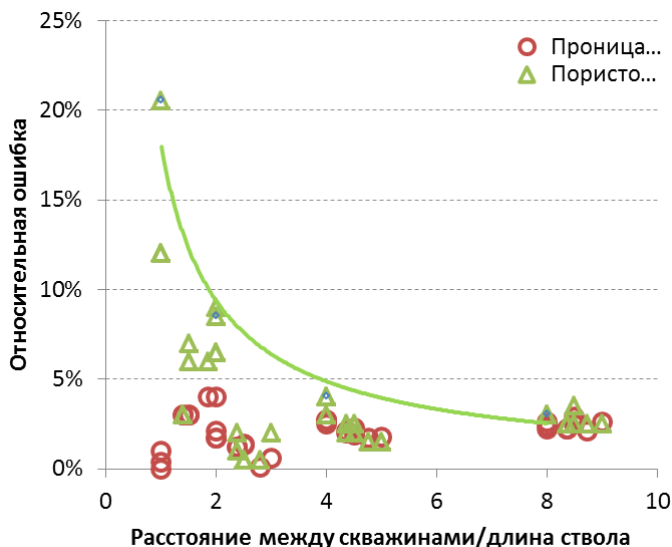


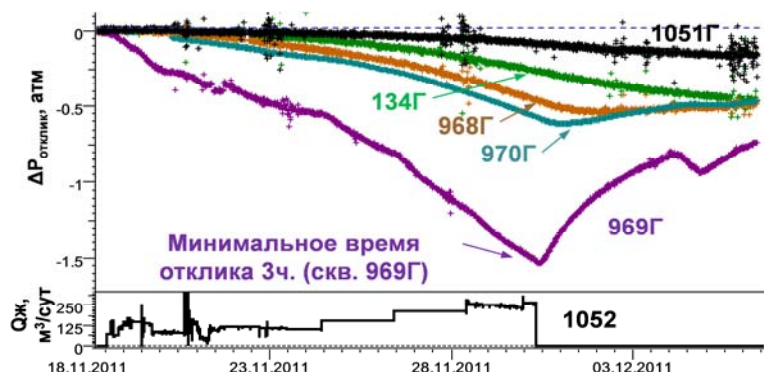
Рис. 4. Зависимость погрешности интерпретации от безразмерного расстояния

Анализ рассмотренных случаев показал, что перпендикулярное распространение волны давления к горизонтальной скважине ведет к наиболее существенным ошибкам при интерпретации (кривая линия на рис. 4). При расстояниях больших, чем две длины горизонтального участка скважины, эти погрешности минимальны, и аналитический подход может быть применен.

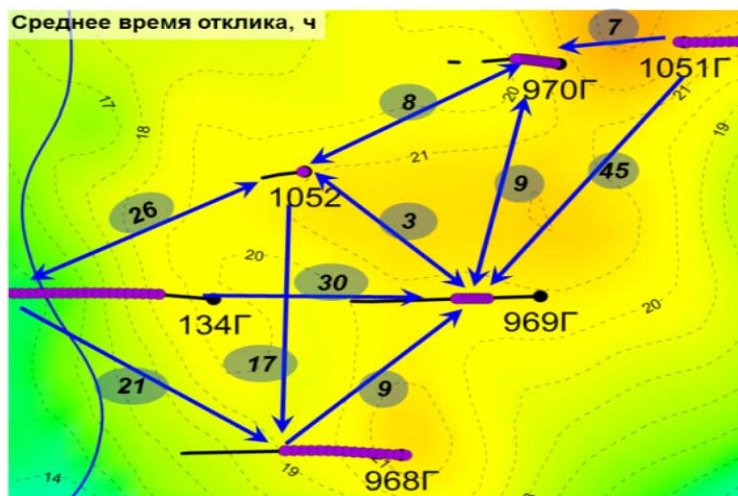
Процесс интерпретации ГП можно представить как последовательное получение парных параметров, характеризующих отклик давления. Фактическими данными являются время $\Delta t_{\text{откл}}$ и амплитуда $\Delta P_{\text{откл}}$ отклика. Модель, настроенная на эти фактические данные, будет характеризоваться комплексными параметрами: $qB\mu/kh$ и $\text{фис} \cdot r^2/k$. Предположив большинство значений в данных комплексах известными, можно выразить пару параметров, которая и будет считаться результатом интерпретации. Обычно это проницаемость — k и пористость ϕ .

Часто значения финальной пары параметров по разным причинам вызывают массу вопросов. Так, например, для случаев гидропрослушивания с быстрой реакцией и значительной амплитудой отклика интерпретация стандартным способом показывает среднее

значение проницаемости k и низкое значение пористости ϕ . И чем лучше сигнал, тем выше значение проницаемости и ниже значение пористости, что идет вразрез с основными петрофизическими зависимостями, обычно используемыми в моделях.



А)



Б)

Рис. 5. Пример отклика давления на участке ОПР Сузунского месторождения:
А – отклики давления в окружающих скважинах на работу скв. 1052;
Б – карта толщин со средним временем отклика для всех скважин

Результаты интерпретации гидропрослушивания Сузунского месторождения

Скв.	Время откл., ч	Амплитуда, атм	Толщина пласта, м	Расстояние, м	kh/μ , мДм/сП
970Г-1052	8	0,61	21,5	960	4 829
969Г-1052	3	1,53	20	790	3 447
969Г-970Г	9	0,45	21	1060	3 841
968Г-969Г	9	1	17	820	2 716
968Г-1052	17	0,53	18	1 250	2 909
969Г-1051	45	0,236	19	1630	3 116
970Г-1051	7	0,64	20,5	920	2 900
134Г-968Г	21	0,690	14	1 450	2 305
134Г-969Г	30	0,355	16	1 900	3 629
134Г-1052	26	0,361	17	1 420	2 027

Продолжение таблицы

Скв.	$k/\mu c_p$, м ² /с	Базовый $h=h_{eff}$		Альтернативный $\varphi=0,186$	
		K , мД	φ , д. ед.	K , мД	h_{eff} , м
970Г-1052	1,52	368	0,106	646	12,3
969Г-1052	3,08	283	0,040	1 302	4,3
969Г-970Г	1,13	300	0,115	485	13,0
968Г-969Г	0,96	262	0,118	413	10,8
968Г-1052	1,07	265	0,107	461	10,4
969Г-1051	0,65	269	0,180	278	18,4
970Г-1051	0,54	232	0,185	233	20,4
134Г-968Г	0,96	270	0,121	415	9,1
134Г-969Г	1,32	372	0,122	567	10,5
134Г-1052	0,65	196	0,130	280	11,9

Такая особенность наблюдалась и при интерпретации гидропрослушивания на Сузунском месторождении. Один из откликов давления представлен на рис. 5. Интерпретация стандартным способом показывает некоторое занижение результирующего параметра – пористости для большинства скважин (таблица). А для одного из направлений скв. 1052-969Г принял и вовсе чрезвычайно низкое значение $\varphi=0,04$, что труднообъяснимо.

Определив, что толщина пласта в данном случае более неоднозначный параметр, чем пористость, был произведен переход от стандартной интерпретации k - φ к альтернативной k - h без изменения полученных значений гидро- и пьезопроводности:

$$k_2 = k_1 \frac{h_1}{h_2}; \quad h_2 \frac{\phi_1}{\phi_2}, \quad (3)$$

где h_2 и k_2 – результаты интерпретации (эффективная толщина передачи сигнала и проницаемость) в предположении постоянной пористости ϕ_2 ; k_1 , h_1 , ϕ_1 – параметры интерпретации по базовому способу.

Интерпретация с помощью альтернативного подхода явно демонстрирует распространение сигнала не по всей принятой толщине пласта, а по некоторой его высокопроницаемой части. Данный факт также подтверждается распределением проницаемости по ГИС и геологической концепцией формирования залежи.

В таблице представлены основные результаты интерпретации ГП для скважин ОПР Сузунского месторождения.

Таким образом, излагаемые подходы и результаты несколько расширяют способы обработки данных гидродинамического прослушивания и, вероятно, будут полезны для использования при оперативном сопровождении и анализе данных ГДИС.

Литература

1. Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere et al. Dynamic Data Analysis – v.4.12.03. Карра, 2012. 558 p.
2. Деева Т.А., Камарудинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных. Томск, 2009. 242 с.
3. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2008. 668 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

*Ю.А. Келлер, к.ф.-м.н., ведущий специалист отдела мониторинга и планирования ГТМ,
А.А. Усков, начальник отдела мониторинга и планирования ГТМ,
ООО «СИАМ-Инжиниринг»,
В.Т. Киришин, начальник отдела разработки месторождений
ООО «РН-Уватнефтегаз»,
А.С. Чиргун, руководитель по разработке группы месторождений
ВЦО ООО «РН-Уватнефтегаз»*

На данный момент извлечение запасов нефти из недр на территории РФ характеризуется осложненными условиями эксплуатации

и добычи для подавляющего большинства месторождений. Поэтому одной из главных задач является повышение изученности геологического строения месторождений, оценка степени фильтрационной неоднородности межскважинного пространства, организация эффективной системы заводнения.

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в последние 50–60 лет применяется индикаторный (трассерный) метод [1–2], который основан на закачке в нагнетательные скважины меченых веществ и прослеживании направлений фильтрации путём фиксации выхода индикатора в добываемой продукции реагирующих добывающих скважин [3].

В 2013–2014 гг. компанией «СИАМ» на Уренском и Усть-Тегусском месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз» были проведены трассерные исследования на 11 нагнетательных скважинах. Продолжительность исследований составила 10 мес. Объектом исследования являлось межскважинное пространство между нагнетательными и добывающими скважинами.

Целью трассерных исследований являлось:

- определение ФЕС межскважинного пространства для зоны фильтрации;
- установление ГД-связи между исследуемыми нагнетательными и добывающими скважинами, а также между различными куполами;
- оценка производительности каналов фильтрации нагнетаемой воды;
- выявление преимущественных направлений фильтрации нагнетаемой воды между добывающими скважинами;
- оценка проводимости разломных нарушений.

Интерпретация результатов трассерных исследований велась согласно утвержденным руководящим документам и методическим указаниям [4–5].

По результатам трассерных исследований установлена степень гидродинамического взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами, определены скорости и направления перемещения индикаторов вместе с нагнетаемой в пласт водой, оценена водозамещенная область пласта, определены текущие фильтрационно-емкостные свойства межскважинной области пласта, выявлена опережающая фильтрация нагнетаемой воды, оценены влияние и

производительность работы нагнетательных скважин. Получены оценки погрешности определения ФЕС пласта.

Результаты интерпретации трассерных исследований использованы для уточнения гидродинамической модели залежи и планирования геолого-технических мероприятий для повышения эффективности работы исследуемых нагнетательных скважин. На основе интерпретации трассерных исследований сформулированы численные критерии подбора скважин-кандидатов под выравнивание профиля приёмистости, а также выявлена группа добывающих скважин с подозрением на ЗКЦ.

Еще одним важным итогом проведения трассерных исследований на группе месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» стала выработка рекомендации проведения трассерных исследований средней продолжительностью 3–6 мес.

Выводы

Совместное использование геолого-физических данных и результатов трассерных исследований позволило существенно повысить достоверность знаний о строении нефтяных залежей и количественно оценить ФЕС трещиноватых и поровых каналов, а также осуществить контроль эффективности существующей системы заводнения.

Литература

1. Байков У.М., Гарифуллин Ш.С., Ефорова Л.В. Методика и результаты применения роданистого аммония для определения скорости и направления фильтрации нагнетаемой воды по продуктивному пласту // Труды БашНИПИ-нефть. 1975. №42.
2. Кабо В.Я., Румянцева Е.А., Назарова А.К. и др. Индикаторные исследования нефтеносных пластов Локосовского и Покамасовского месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» // Интервал. 2000. №9.
3. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 158 с.
4. РД 39-014 7428–89. Методическое руководство по технике проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля заводнения нефтяных залежей / СевКавНИПИнефть; Э.В. Соколовский и др. Грозный, 1989. 79 с.
5. Методические рекомендации по планированию, проведению, приемке и контролю качества выполняемых работ, интерпретации, документированию и формированию баз данных и использованию результатов трассерных исследований / ООО «Лукойл». М., 2012. 67 с.

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕПЕРЕЛИВАЮЩИХСЯ СКВАЖИН (SLUG-TEST) НА БАЗЕ РЕШЕНИЯ RAMEY ПРИ ЗАДАННОЙ НАЧАЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ

*М.З. Кравец, к.т.н., главный специалист отдела научно-технического развития
и инноваций ООО «СамараНИПИнефть»*

Slug-test – это гидродинамическое исследование скважины путем создания «мгновенной» начальной депрессии и прослеживания после этого изменения динамического уровня или забойного давления во времени. Обычно slug-test применяется для исследования малодебитных или нефонтанирующих (непереливающихся) новых или выводящихся из консервации скважин. На практике «мгновенный» скачок давления на пласт происходит при снижении уровня компрессированием или после свабирования, когда заполнение скважины поступающим пластовым флюидом сопровождается снижением депрессии на пласт. До 70% ГДИС в ОАО «Самаранефтегаз» – это исследования типа slug-test.

Традиционные методы интерпретации slug-test (метод Маскета и дифференциальный) приведены в РД 153 [1] и позволяют оценить только пластовое давление P_i и коэффициент продуктивности $K_{пр}$. В программе Saphir v4.30 для интерпретации slug-test реализован метод нелинейной регрессии для интегрированной кривой slug-test, позволяющий также рассчитать проницаемость k и скин-фактор S , однако для этого необходимо оценить и ввести достоверное значение коэффициента влияния ствола C_s .

С 1972 г. известно решение Ramey уравнения диффузии для slug-test [2], по которому составлены типовые кривые Ramey, позволяющие интерпретировать ГДИС и вошедшие как опция в программу Pansystem, однако практика их применения невелика. Это связано как со сложностью решения Ramey, так и с трудностью нахождения оптимальных значений параметров модели. К тому же имеется фундаментальное ограничение решения Ramey – семейство типовых кривых характеризуется двумя безразмерными переменными – t_d/C_d и $C_d * e^{2S}$, идентифицируя которые, можно рассчитать два реальных параметра – k/C_s и $C_s * e^{2S}$. Таким образом, для получения всех 3 параметров решения Ramey необходимо одну из неизвестных величин оценивать независимо. Обычно это делают для коэффициента ствола

C_s через отношение средней площади сечения ствола к средней плотности флюида. Поскольку последняя величина может изменяться в широких пределах и трудно контролируется, ошибка в расчетах может достигать 50–80%.

Процедура нахождения оптимальных значений решения Ramey включает:

- 1) оценку P_i и нормирование результатов исследования по начальной депрессии;
- 2) расчет первого приближения C_s и соответственно безразмерной величины C_d через параметры флюида и скважины;
- 3) задание первого приближения проницаемости k и формирование семейства типовых кривых Ramey для заданных k , C_d и различных значений $C_d * e^{2S}$;
- 4) наложение нормированных результатов исследования на типовые кривые и подбор наилучшего совмещения. Для наилучшего совмещения фиксируется параметр $C_d * e^{2S}$ и сдвиг по оси абсцисс, который пропорционален величине k/C_s ;
- 5) пересчет значения проницаемости k по величине сдвига по оси абсцисс;
- 6) повтор пп. 3–5 для нового значения k до получения минимума невязки;
- 7) если результаты итераций пп. 3–5 не дают достоверного результата, изменяют начальное приближение C_s и повторяют пп. 3–6;
- 8) если результаты расчета не сходятся, изменяют величину депрессии и/или P_i и повторяют пп. 2–7.

Наиболее проблематичным в представленной процедуре является п. 7, так как не понятно, какие результаты расчета являются достоверными, к тому же минимум невязки для широкого диапазона расчетных величин C_s неразличим и сравним с флуктуациями, которые дает инструментальная погрешность манометра.

Для повышения достоверности интерпретации предлагается на этапе 7 оценивать потенциальный $K_{пр}$ скважины по формуле Дюпюи и $K_{пр}$ по виртуальной индикаторной диаграмме, полученной из решения Ramey. Для последнего по решению Ramey рассчитывается мгновенный дебит и строится виртуальная индикаторная диаграмма в координатах давление – мгновенный дебит. Тангенс наклона касательной к индикаторной диаграмме в точке P_i равен $K_{пр}$. Физически это соответствует последним точкам кривой slug-test, когда влияние ствола скважины заканчивается, и остатки притока определяются

фильтрационно-емкостными характеристиками пласта и не зависят от C_s . В случае существенного расхождения расчетных коэффициентов продуктивности в целевой точке оптимизация считается недостоверной, один из параметров модели подгоняется так, чтобы продуктивность по Дюпюи была близка к продуктивности по Ramey, и поиск глобального минимума продолжается с новым начальным приближением.

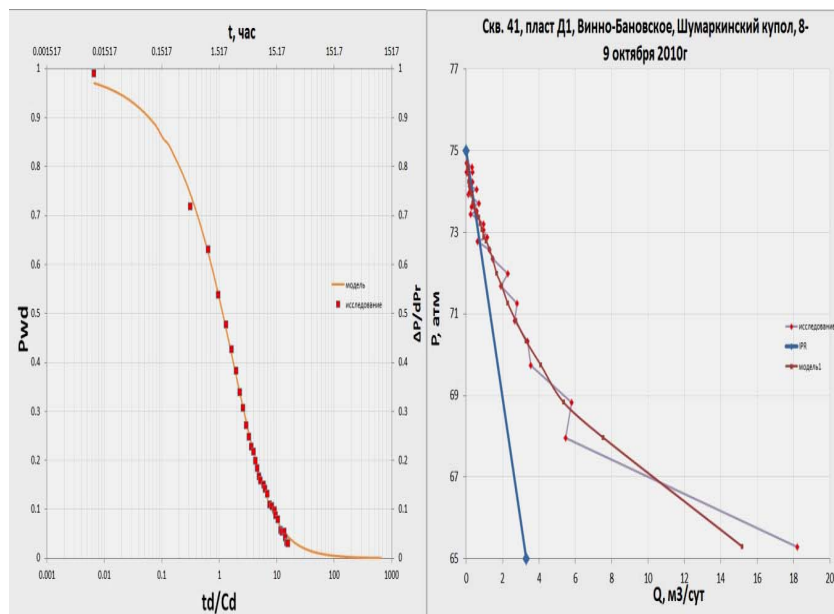


Рис. 1. Совмещение решения Ramey с данными исследования и виртуальная IPR

Данная процедура была проверена на большом фактическом материале, включающем почти 150 исследований slug-test, проведенных на скважинах ОАО «Самаранефтегаз», и показала отличную достоверность. Результаты практически совпадали с расчетами в ПО Saphir при условии правильности выбора величины C_s . В таблице и на рис. 1 в качестве иллюстрации приведено решение Ramey при 3 различных исходных C_s для исследований скважины 41, пласта Д1 Винно-Бановского месторождения.

Решение Ramey для различных исходных значений C_s

Параметр	1-й вариант	2-й вариант	3-й вариант	Saphir v4.30
C_s , м ³ /атм	0,00165	0,092	0,165	0,092*
S	-1,45	-3,42	-3,65	-3,5
k , мД	0,133	7,57	13,99	7,7
Квадрат невязки, атм ²	0,0083	0,0083	0,0082	—
$K_{пр}$ (Дюпои), м ³ /сут/МПа	0,04	3,39	6,62	—
$K_{пр}$ (Ramey), м ³ /сут/МПа	3,37			—

* Задано при интерпретации в ПО Saphir v4.30.

Для всех трех решений виртуальная диаграмма имеет одинаковый вид, средний квадрат невязки также практически не отличается. Однозначно выбор второго варианта решения определяется при сравнении $K_{пр}$ по Ramey и Дюпои. Программа, реализующая предложенный метод, выполнена в виде электронной таблицы MS Excel и снабжена некоторыми полезными опциями, облегчающими работу инженера-исследователя.

Литература

1. РД 153-39.0-109–01. Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М., 2002. 76 с.
2. Ramey H.J., Jr. Agarwal R.G. and Martin I. Analysis of 'Slug Test' or DST Flow Period Data // J. Can. Pet. Tech. 1975. July–Sept. P. 1–11.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ПО ДАННЫМ ПЕРМАНЕНТНЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ВЕРХНЕЧОНСКОГО НГКМ

*Р.А. Мусин, начальник ОРМ ОАО «ВЧНГ»,
М.В. Драчко, менеджер по планированию ГДИС ОРМ ОАО «ВЧНГ»,
К.С. Сорокин, специалист УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»,
В.В. Караченцев, специалист УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»*

В настоящее время для определения профиля притока широко применяются промысловые геофизические методы, среди которых наибольшее распространение получил способ инструментального замера дебита с помощью специальных глубинных приборов, при-

меняемых при проведении ПГИ. Основная сложность данного метода заключается в спуске дорогостоящего измерительного оборудования на необходимую глубину, которая ввиду конструктивных особенностей скважины и ограничений способов доставки прибора к забою (геофизический кабель, ГНКТ, забойный трактор) не всегда может быть достигнута. В связи с этим поиск наименее затратного, но не менее информативного способа определения профиля притока остается актуальной инженерно-аналитической задачей. Для ее решения рядом авторов предлагается использовать данные по давлению и температуре, полученные с установленных в скважине перманентных измерительных систем [1–6].

Суть предложенных подходов сводится к построению математической модели, позволяющей рассчитать профиль температуры по стволу скважины, используя данные о свойствах пласта и насыщающих его флюидах, с одной стороны, и технологические и конструктивные параметры скважины – с другой [1, 2, 4–6]. В итоге необходимо провести построение двух моделей, одна из которых будет описывать движение флюида из пласта к перфорационным отверстиям скважины, вторая – движение по стволу скважины. Используя данную гибридную модель, можно подойти к решению обратной задачи: варьируя значения выбранной группы параметров, необходимо добиться соответствия рассчитанных профилей температуры с замеренными, применяя различные методы оптимизации [3].

Поскольку конечная задача заключается в построении профиля притока, в группу варьируемых параметров необходимо включить значения дебитов каждой из фаз. В таком случае решением обратной задачи и будет искомый профиль притока.

Заметим, что в работах отечественных авторов также изложены подходы к построению температурных моделей [7–9], позволяющие оценить приток флюида из пласта к скважине. Однако в отличие от случая, рассмотренного выше, используется только одна модель, описывающая движение флюида из пласта к скважине. В результате, используя такую модель, можно получить оценку общего притока флюида из пласта к скважине без необходимости детализации его профиля по стволу скважины.

В соответствии с предложенным подходом была построена модель системы скважина–пласт, позволяющая проводить оценки профиля притока по сегментам ствола скважины. Также рассмотрен пример использования данной модели в горизонтальной скважине

(рис. 1) Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (ВЧНГКМ), приведены результаты расчетов профиля притока.

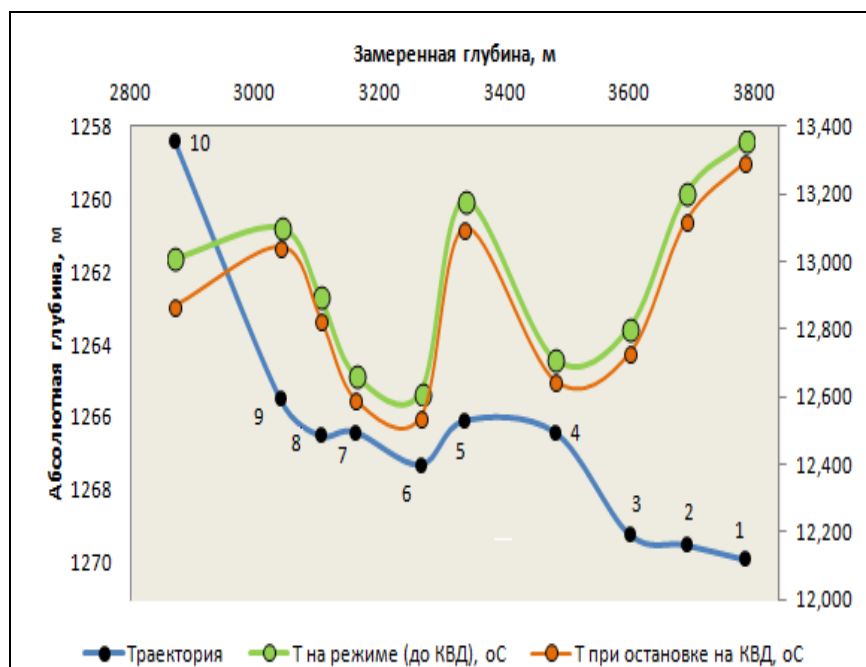


Рис. 1. График замеренных температур

В результате проведенной апробации моделей (рис. 2), созданных согласно предложенным подходам, удалось получить несколько вариантов распределения дебитов нефти и газа по стволу скважины, а также получить общие оценки притока. Общий рассчитанный дебит жидкости оказался в хорошей согласованности с фактическими промысловыми замерами дебита.

Применение рассмотренных методик для скважин Верхнечонского месторождения является уникальным опытом. Впервые методы определения профилей притока, разработанные на основе измерения распределенного изменения температуры, были модифицированы (для условий изменения фазового состава флюида вдоль исследуемого ствола скважины) и апробированы на данных, полученных с

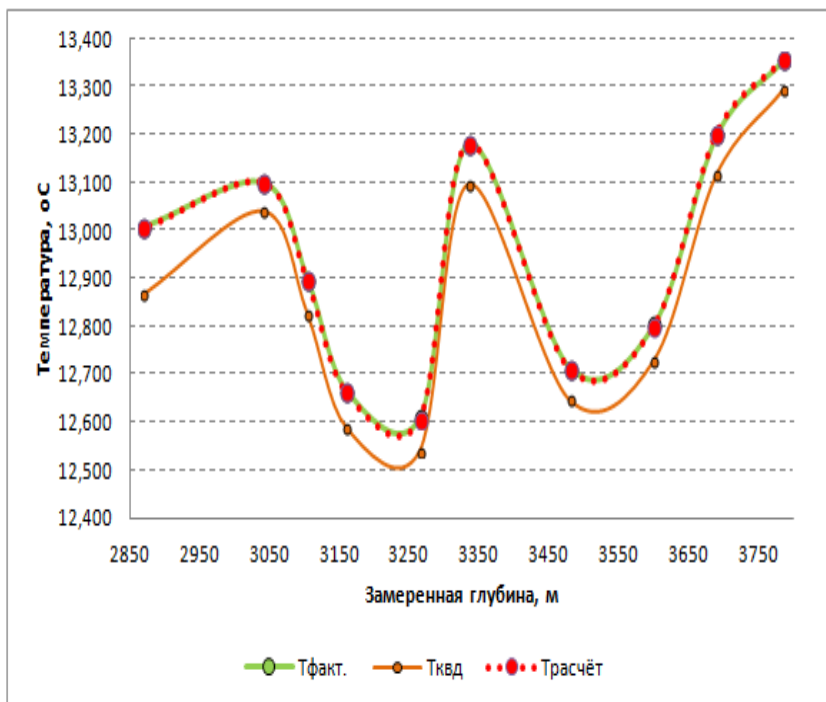


Рис. 2. Адаптация кривой расчетных температур (вариант 1)

помощью перманентных измерительных систем (ПТК «КАСКАД») в горизонтальных скважинах.

Литература

1. Wang X., Lee J., Thigpen B. et al. Norton Modeling Flow Profile Using Distributed Temperature Sensor (DTS) System // SPE. 2008. №111790.
2. Hasan A.R., Kabir C.S., Wang X. A Robust Steady-State Model for Flowing-Fluid Temperature in Complex Wells // SPE. 2009. №109765-PA-P.
3. Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D. A New Inversion Method To Interpret Flow Profiles From Distributed Temperature and Pressure Measurements in Horizontal Wells // SPE. 2007. №109749.
4. Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D. et al. A Comprehensive Model of Temperature Behavior in a Horizontal Well // SPE. 2005. №95656.
5. Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D. et al. Prediction of Temperature Changes Caused by Water or Gas Entry Into a Horizontal Well // SPE. 2007. №100209-PA.

6. Zhuoyi Li, Ding Zhu. Predicting Flow Profile of Horizontal Wells by Down-hole Pressure and DTS Data for Infinite Waterdrive Reservoir // SPE. 2009. №124873-MS.

7. Рамазанов А.Ш., Нагимов В.М., Ахметов Р.К. Температурное поле в пласте с учетом термодинамических эффектов при работе скважины с переменным дебитом // Нефтегазовое дело. 2013. №1.

8. Рамазанов А.Ш., Нагимов В.М. Аналитическая модель для расчета температурного поля в нефтяном пласте при нестационарном притоке жидкости // Нефтегазовое дело. 2007. №1.

9. Рамазанов А.Ш., Паршин А.В. Температурное поле в нефтеводонасыщенном пласте с учетом разгазирования нефти // Нефтегазовое дело. 2006. №1.

ПЛАНИРОВАНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГДИС НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

А.Ю. Горлач, начальник отдела интерпретации ГДИС ООО «НТЦ ОЙЛТИМ»,

А.Г. Колягин, технический директор ООО «НТЦ ОЙЛТИМ»,

А.В. Барышников, генеральный директор ЗАО «УНС»,

С.П. Стуков, зам. генерального директора – главный геолог ЗАО «УНС»,

Ю.И. Тимохович, заместитель главного геолога ЗАО «УНС»

Базовая теория гидродинамических исследований, необходимая для планирования и составления дизайна исследования, хорошо изучена как для нефтяных, так и газовых скважин. Однако для скважин, имеющих пограничное соотношение газа и жидкости, выбор не очевиден, и тип исследований выбирает специалист. Примером являются скважины нефтяных пластов, работающих с высокими газовыми факторами, превышающими $1000 \text{ м}^3/\text{т}$, что по насыщению сопоставимо с газоконденсатными пластами. Осложняет ситуацию тот факт, что газовый фактор нефтяных пластов является динамическим свойством и при незначительных величинах в начале разработки, после истощения он может увеличиться в десятки раз. Таким образом, методика проведения и интерпретации ГДИС на месторождении не является постоянной и должна пересматриваться по мере изменения характеристик притока.

В статье рассмотрен пример планирования и интерпретации ГДИС на Ожгинском месторождении, расположенном в Пермском крае. Характер притока скважин данного месторождения в полной мере соответствует описанию, представленному ранее. Наличие га-

зовых шапок, высокое газосодержание нефти и значительное истощение (в 2 раза от начального давления) привели к тому, что на отдельных скважинах газовый фактор превысил 2000 м³/т. В таких условиях стандартные для нефтяного фонда отдельные исследования КВД или ИД не обеспечивают достаточной информативности. Показателями низкой информативности служат значительный разлет значений по режимам индикаторных диаграмм, а также высокие скин-факторы, коррелирующие с газовым фактором, но имеющие хаотичное распределение во времени.

Для повышения достоверности результатов ГДИС компания «ОЙЛТИМ» применила методику проведения исследований, свойственную газовым месторождениям. Как результат стало возможным определение истинного скин-фактора загрязнения призабойной зоны и выделение турбулентного D-фактора. И если ранее потенциал скважин был переоценен из-за неучтённых турбулентных потерь давления в призабойной зоне, пересчет кривой притока по газу в продуктивность по жидкости позволил получить реальную оценку потенциала. В свою очередь точная оценка механического скин-фактора необходима для оценки ГТМ вроде ОПЗ и ГРП, а интеграция D-фактора в гидродинамическую модель позволяет получить обоснованную динамику изменения общего скин-фактора скважин.

Несмотря на то, что работа не содержит новых методик и сложных математических выкладок, она определенно будет интересна специалистам, работающим на месторождениях с высоким газовым фактором. В статье показаны разница результатов интерпретации при использовании различного базового флюида и преимущества комплексных исследований ИД+КВД.

ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ВУКТЫЛЬСКОГО НГКМ ПРИ ЗАКАЧКЕ В ПЛАСТ НЕРАВНОВЕСНОГО ГАЗА

*А.Н. Волков, к.т.н, начальник отдела ЦИНПСuTM,
Л.В. Юнусова, начальник лаборатории отдела ЦИНПСuTM,
М.В. Галкина, инженер отдела ЦИНПСuTM
(филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта)*

Вуктыльское НГКМ находится на заключительной стадии разработки. Месторождение крупное по размерам и запасам, сложное как

по геологическому строению, так и по условиям разработки. Для него характерны: высокий этаж газоносности (1400 м), высокое начальное содержание конденсата (360 г/м^3 «сухого» газа), которое дифференцированно распределяется по разрезу залежи. Залежь массивного строения, представляющая собой единую гидродинамическую систему. Продуктивный разрез представлен разновозрастными отложениями с неоднородными ФЕС.

Разработка велась с 1968 г. в режиме естественного истощения, и в результате ретроградной конденсации в недрах остаются огромные запасы жидких углеводородов. Для увеличения углеводородоотдачи на месторождении с 1993 г. реализуется технология активного воздействия на истощенный газоконденсатный пласт «сухим» неравновесным газом.

Подаваемый через нагнетательные скважины закачиваемый «сухой» газ, распространяясь по пласту (замещая таким образом пластовый), насыщается выпавшим конденсатом за счет его испарения и продвигается к добывающим скважинам, через которые происходит отбор продукции. Технология создала условия для проявления ряда физических эффектов: поддержание давления в пласте; замещение жирного пластового газа «сухим»; испарение за фронтом вытеснения легких фракций ранее выпавшего ретроградного конденсата, блокирование активной воды.

В сложившихся условиях в рамках контроля за разработкой месторождения возникли следующие задачи:

- ✓ контроль и регулирование процессов, происходящих в пласте;
- ✓ учет закачиваемой и добываемой продукции;
- ✓ разработка оптимальной системы контроля нагнетательных и добывающих скважин;
- ✓ оценка эффективности закачки газа в пласт.

Для решения поставленных задач в результате научно-исследовательских работ были разработаны и обоснованы система контроля, виды необходимых газодинамических, геофизических и газоконденсатных исследований нагнетательных и добывающих скважин, предусмотренные действующими инструкциями и руководствами по исследованию скважин. Все виды исследований для однозначности интерпретации выполняются в едином комплексе. Мероприятия по контролю за разработкой месторождения проводятся в соответствии с утвержденной программой промыслово-исследова-

тельских работ, являющейся неотъемлемой частью Проектного документа.

В результате комплекса геофизических исследований определяются:

- литологическое расчленение и корреляция разрезов, вскрытых скважинами;
- выделение интервалов притока/приемистости;
- распределение общего дебита по отдельным интервалам;
- построение профиля притока/приемистости пласта;
- уровни жидкости (конденсат, вода) и зон газожидкостного барботажа.

В результате комплекса газодинамических исследований определяются:

- параметры призабойной зоны;
- ФЕС пласта;
- забойные и пластовые давления;
- изменение продуктивности/приемистости скважин.

В результате комплекса газоконденсатных исследований определяются:

- доля «сухого» газа в продукции;
- состав и свойства продукции;
- газоконденсатные характеристики;
- прогнозирование добычных возможностей;
- характеристика сопутствующих вод.

Применение комплексных методов исследований позволяет вести учет закачанных и добытых углеводородов и проводить достоверную оценку распределения текущих запасов в залежи, получать информацию о распространении фронтов вытеснения, долях «прорвавшегося» газа, изменении продуктивности и приемистости скважин. По результатам исследований определены интервалы поступления закачиваемого газа, их изменение во времени, построены схемы водопроявлений, карты изобар, определены пути поступления и продвижения закачиваемого газа по разрезу залежи. Эффективность технологии оценивается добычей ретроградных УВ, сохранением фонда скважин, рациональным использованием закачиваемого газа.

Совокупность методов исследования скважин дает возможность управлять воздействием закачиваемого газа путем переформирования пространственной геометрии его потоков, рационально использовать закачиваемый газ с целью максимально эффективного до-

извлечения выпавшего в пласте конденсата, регулировать продвижение в газонасыщенную часть пластовых вод, поддерживать градиенты давления в пласте. Результаты комплекса исследовательских работ позволяют корректировать действующие математические модели, а также принимать решения, повышающие эффективность воздействия на пласт.

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ КАК ИНСТРУМЕНТ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ

*М.Г. Сваровская, начальник отдела ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
Д.А. Семикин, начальник отдела
ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»*

По мере роста степени выработки залежей относительно однородного строения и выдержанного хорошо прогнозируемого распространения все более актуальными становятся вопросы комплексирования исходных данных различных источников (керна, 3D-сеймика, ГИС, ПГИ, ГДИС, индикаторные исследования, данные эксплуатации), поиска и обоснования их взаимосвязей и методы внедрения результатов анализа с целью уточнения знаний о резервуаре. Традиционные подходы описания и моделирования залежей [1] вполне допустимы и успешно применяются для большинства месторождений, тем не менее увеличивается доля месторождений, требующих более детального анализа.

В данной работе рассматриваются два практических примера внедрения идей уточненного описания и моделирования резервуара, приводятся виды геологических неопределённостей (качество коллектора, насыщение пород, закономерности распределения свойств в пространстве, геометрия тел и структурная модель) и современные способы их качественного и количественного снижения.

Пример 1 связан с месторождением К и включает неопределённости качества коллектора, насыщения, а также влияния методики моделирования. Месторождение К – морское месторождение, введённое в полномасштабную разработку в 2010 г. Месторождение имеет подошвенную воду и обширную газовую шапку. Залежь объединяет карбонатные и терригенные отложения. Максимальные неф-

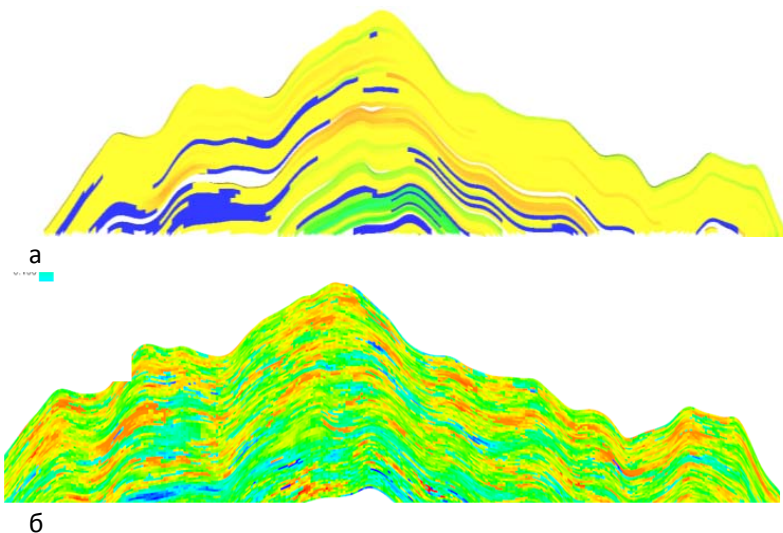


Рис. 1. Сравнение разрезов моделей месторождения К: *а* – исходная модель (подсчёт запасов); *б* – уточнённая модель (мониторинг разработки)

тенасыщенные толщины составляют 20 м. Причинами пересмотра существующей модели месторождения были значительные расхождения прогнозных и фактических показателей. Так, через три года после ввода месторождения в разработку расхождение превысило 40% при тех же темпах бурения и подтверждения продуктивности скважин. Не менее критичным фактором стало несоответствие плановым объёмам добычи газа, который, в условиях морской инфраструктуры имеет высокий (если не ключевой) приоритет. Целью работ по уточнению модели стали поиск и устранение причин некорректного прогноза добычи. В процессе работ по уточнению геологических представлений о месторождении К было принято решение о детализации «коллектора» и «неколлектора» и обосновании набора зависимостей «керн–керн» (Кп-Кво и Кпр-Кво) и «керн–ГИС» (параметр глинистости). Данная процедура позволила приобщить данные горизонтальных скважин не только в части уточнения пористости, но и литотипизации коллектора [2]. Кроме того, была пересмотрена модель насыщения. Так как наиболее высококачественный коллектор, содержащий более 50% запасов, не был вскрыт вертикальными разведочными скважинами в нефтенасыщенной части, было принято решение восстанавливать насыщение по данным исследо-

ваний капиллярного давления. Затем J-функция была определена для каждого выделенного литотипа. Очевидно, что выделенные литотипы имеют иные ранги вариограмм, нежели «коллектор», что повлекло за собой использование иных настроек собственно моделирования. Сопоставительные разрезы по пористости в исходной и уточнённой моделях представлены на рис. 1 [3].

Проведённая работа позволила без существенных усилий в части гидродинамического моделирования воспроизвести процессы вытеснения на скважинах, не имеющих технологических осложнений, а также скорректировать показатели среднесрочной добычи и коэффициент конечного нефтеизвлечения, который по представлениям уточнённой модели ниже ожидаемого.

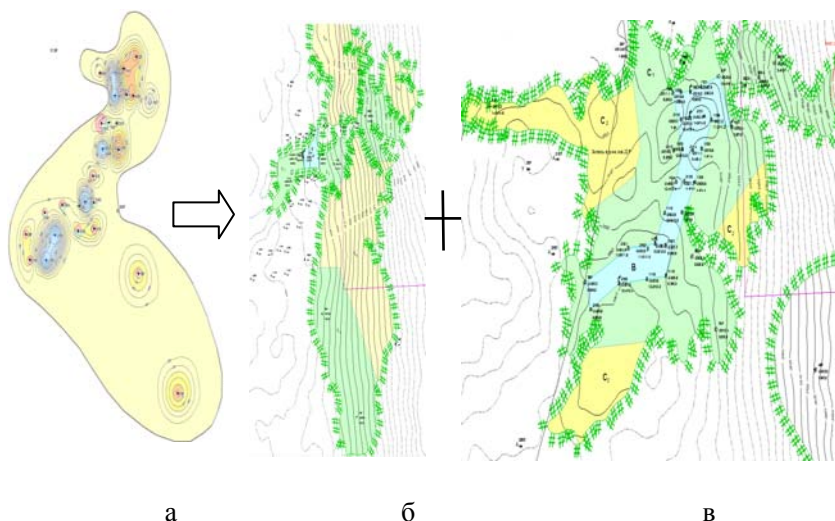


Рис. 2. Сравнение представлений о геометрии залежи до и после проведения 3D-сейсморазведки: а – объект БП12 до сейсмических исследований; б – пласт БП12-1; в – пласт БП12-2 после сейсмических исследований

Пример 2 посвящён месторождению В и показательно демонстрирует важность знаний геометрических особенностей залежи. Рассматриваемая залежь представлена двумя пластами – БП12-1 и БП-12-2 и имеет длительную историю разработки (более 10 лет). Представление о её строении складывалось по аналогии с выше-

нижележащими пластами, имеющими площадной характер распространения, а также по результатам бурения. Средние эффективные толщины составляли 12 м, среднесуточный дебит нефти – 25–30 т/сут. Новые скважины, переводимые с других объектов, имели низкую эффективность, после чего бурение было принято остановить. После появления результатов интерпретации 3D-сейсмических исследований приемлемой кратности была получена информация, принципиально изменяющая представления о геометрии залежи (рис. 2) [4].

Выделенные тела имели большие, по сравнению с прежним представлением о залежи, эффективные мощности (до 70 м), но главное – подтвердились с высокой точностью, что позволило сформировать предложения по целенаправленной разработке данной залежи [5], а также обобщить знания об объекте для поиска залежей-аналогов в масштабах месторождения [6] и региона.

Обобщая вышеизложенное, следует отметить, что традиционные подходы моделирования эффективны и применимы при наличии ряда критериев: высокая изученность региона, низкая расчленённость пласта, длительный срок эксплуатации, хорошо прогнозируемый/воспроизводимый даже аналитическими методами, низкие риски реализации проекта, а также низкая экономическая эффективность. Однако следует признать, что во всех прочих случаях работы по качественному и количественному уточнению геологической основы моделирования являются ключевым фактором эффективности прогнозирования поведения пласта и должны быть внедрены в производственный процесс.

Литература

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D-геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. С. 34–41.
2. Санников И.Н., Громов М.А., Сваровская М.Г. Опыт функционального моделирования ФЕС при создании геологической основы гидродинамических моделей: доклад совместной технической конференции SPE/EAGE «Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей». М., 2014.
3. Гавура А.В., Казаков К.В., Никитин В.Т. и др. Обобщение опыта – основа повышения эффективности разработки месторождений: доклад ЦКР. М., 2014.
4. Сваровская М.Г., Черепанов Е.Е., Золотухин А.Б. Выявление и эффективная разработка сложнопостроенных геологических тел на примере пласта БП12 Вынгайхинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2009. № 12. С. 51–54.

5. *Сваровская М.Г., Черепанов Е.Е.* Влияние геологических представлений на эффективность разработки резервуара на примере Вынгаяхинского месторождения, пласта БП12 // Нефть, газ и бизнес. 2010. № 6. С. 41–44.

6. *Митяев М.Ю.* Применение подхода концептуального моделирования в процессе мониторинга разработки Вынгаяхинского месторождения: доклад совместной технической конференции SPE/EAGE «Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей». М., 2014.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ: «ГДЕ НАША НЕФТЬ?»

В.М. Кричевский, главный специалист ООО «Газпромнефть НТЦ»,

Д.Н. Гуляев, к.т.н., начальник ОДИУР ООО «Газпромнефть НТЦ»,

Т.Г. Вафина, главный специалист ООО «Газпромнефть НТЦ»

Разработка низкопроницаемых коллекторов, интенсивно развивающаяся в последние десятилетия благодаря развитию и удешевлению технологий ГРП, поставила много новых вопросов, в том числе перед исследователями скважин и специалистами по моделированию. С точки зрения исследований наиболее перспективной технологией является стационарный долговременный мониторинг и обработка кривых стабилизации (КСД). Интерпретация запусков скважин позволяет получать весь спектр информации о пласте и его связи со скважиной без остановок и технологических вмешательств. Эта технология успешно работает при проницаемостях более 1–2 мД. Однако разрабатываемые в настоящее время коллекторы, в частности отложения глубоководного шельфа, имеют заметно более низкие проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Скважины, пробуренные в этих зонах, показывают высокие коэффициенты падения добычи, которые не предсказываются стандартными моделями скважина–пласт даже с учетом низкой проницаемости. При использовании стандартных подходов к разработке практически отсутствует и связь между добывающими и нагнетательными рядами. В результате как добыча, так и закачка в таких зонах стремительно снижаются, приводя к остановке эксплуатации целых кустов. Обобщение результатов долговременного мониторинга разработки таких коллекторов и гидродинамических исследова-

ний скважин указывает на возникновение в пласте границ зоны дренирования.

Авторами рассмотрено несколько причин этого явления:

1. Влияние соседних скважин (отклонено: расстояние до границ зоны дренирования (50–100 м) в разы меньше, чем половина расстояния до соседних скважин (250 м)).

Геологические особенности месторождений (отклонено: ни корреляции, ни обстановка осадконакопления не предполагают образования отдельных линз).

2. Изменение проницаемости за счет уплотнения скелета в процессе разработки (отклонено: по керну снижение $K_{пр}$ составляет не более 15% при падении $P_{пл}$ на 150 атм).

3. Нелинейный характер фильтрации – отклонение от закона Дарси.

В результате авторы приняли гипотезу о фильтрации с предельным градиентом сдвига, а затем и более общую теорию нелинейной фильтрации (рис. 1).

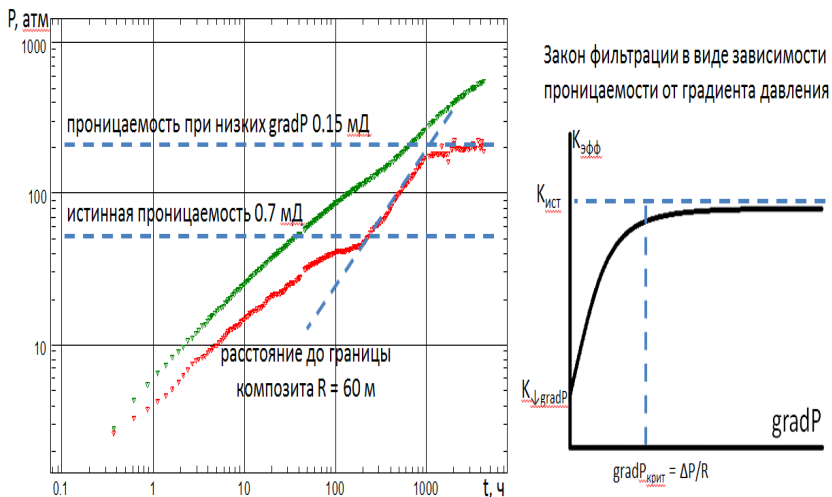


Рис. 1. «Радиально-композиционное» поведение скважины и подход к восстановлению закона фильтрации

Это явление активно изучалось в середине прошлого века в связи с разработкой месторождений высоковязкой нефти. В последнее десятилетие выяснилось, что схожее неньютоновское поведение показывают и легкие нефти, фильтрующиеся по низкопроницаемым коллекторам. Помимо прямых фильтрационных экспериментов, существует и теоретическое обоснование данного явления. Вкратце оно сводится к сужению эффективного радиуса порового канала с уменьшением градиента давления из-за более интенсивного «прилипания» жидкости к стенкам канала при низких скоростях фильтрации.

Моделирование поведения скважин с учетом нелинейного характера фильтрации хорошо воспроизвело поведение реальных скважин. В том числе хорошо описывается поведение скважин, вышедших на «поздний» радиальный режим с проницаемостью в несколько раз меньше, чем в ближней зоне. Отношение проницаемостей в ближней и дальней зонах показывает степень снижения скорости фильтрации при градиентах давления, близких к нулю (см. рис. 1). Расстояние до композитных границ позволяет оценить, при каких градиентах начинается снижение эффективной проницаемости.

Параллельно данной работе было выполнено несколько сопутствующих исследований, подробное описание которых выходит за рамки данной статьи:

1. Использование данных капиллярметрии и ГДИС для восстановления закона фильтрации.
2. Создание двумерного симулятора разработки с возможностью задания произвольного закона фильтрации.
3. Изучение связи нелинейной фильтрации и перераспределения напряжений в районе скважины.

Результаты

В распоряжении авторов появилась модель, позволяющая корректно проектировать разработку низкопроницаемых коллекторов с учетом нелинейного характера фильтрации в них. С ее помощью можно оптимизировать мероприятия по повышению нефтеотдачи из таких коллекторов. Данные мероприятия можно разделить на следующие группы:

1. Повышение градиента давления в пласте:

- Первый вариант – повысить разницу в давлениях за счет снижения забойного давления в добывающих скважинах и его повыше-

ния в нагнетательных. Такие мероприятия уже проводятся и на некоторых кустах привели к серьезному эффекту. Тем не менее на многих кустах возможности повышения разницы давления уже исчерпаны, но не приносят результата.

- Второй вариант – снизить расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами. Анализ разработки множества скважин, пробуренных с уменьшенным расстоянием, показывает, что эта мера крайне действенна. При рядной системе разработки сближение рядов может сопровождаться увеличением расстояния между скважинами одного ряда, чтобы не менять существенно плотность сетки бурения. Опыт показывает, что эффект автоГРП даже в условиях увеличенных расстояний между скважинами приводит к формированию галерей вытеснения от нагнетательных скважин к добывающим. Данный вариант крайне чувствителен к стоимости бурения и ГРП; тем не менее он уже применяется на ряде новых кустов, пробуренных в низкопроницаемых зонах. Кроме того, готовится ОПР по бурению уплотняющих рядов внутри уже сформированных кустов.

2. Расширение зоны дренирования скважин:

- Поскольку в силу нелинейности закона фильтрации приток из дальних областей пласта затруднен, необходимо максимально увеличить зону соприкосновения скважины с пластом. Первый способ – бурение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП. Десятки таких скважин, пробуренных в низкопроницаемых зонах, показывают коэффициенты продуктивности и дебиты кратно выше и коэффициенты падения добычи кратно ниже окружающих наклонных скважин с ГРП.

- Вторым способом является повторный ГРП в наклонных скважинах. Нелинейный характер фильтрации может значительно изменить поле напряженного состояния в пласте и повлиять на азимут трещины повторного ГРП. Таким образом, зона дренирования значительно расширяется, а ее границы приближаются к зонам нагнетательных скважин. Сотни повторных ГРП, выполненных по рекомендациям авторов после анализа ГДИС на скважинах в низкопроницаемых зонах, показывают существенные долговременные приросты добычи. Кроме того, анализ взаимодействия скважин показал улучшение связи между рядами.

Выводы

Выполненная работа позволяет корректно предсказывать разработку низкопроницаемых зон нефтяных месторождений. Меры ин-

тенсификации добычи, основанные на расчетах с учетом нелинейной фильтрации, способны с максимальной рентабельностью вдохнуть вторую жизнь в разработку таких коллекторов.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСА ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Т.Н. Силкина, к.г.-м.н., зав. сектором ГДИС ДМРМ ОАО «ТомскНИПИнефть»,

П.В. Молодых, начальник ДМРМ ОАО «ТомскНИПИнефть»,

*А.Ю. Мегалов, зав. сектором мониторинга разработки месторождений ДМРМ
ОАО «ТомскНИПИнефть»,*

*А.В. Кузнецов, зам. генерального директора по мониторингу разработки
месторождений ОАО «ТомскНИПИнефть»,*

*А.А. Терентьев, зам. главного геолога – начальник УППРиГТМ
ОАО «Томскнефть» ВНК*

Многолетняя практика получения информации по параметрам работы скважин и характеристикам пласта базируется на различных комплексах методов: промыслово-геофизических, гидродинамических, гидрогеохимических, исследований межскважинного пространства (индикаторных закачек), анализа эксплуатационных данных работы скважин.

Применение тех или иных методов исследований скважин необходимо для оценки технологической эффективности работы скважин и эффективности разработки месторождения. Достаточность и достоверность информации позволяют решать задачи мониторинга разработки месторождений, направленные на достижение плановых темпов падения дебитов нефти скважин и получение приростов от ГТМ.

Эффективность решения задач разработки сводится к рассмотрению основных факторов изменения дебитов нефти скважин: 1) вследствие снижения дебитов жидкости в результате снижения коэффициента продуктивности, снижения пластового давления или технологических причин, и 2) вследствие роста обводненности по причине нормальной выработки запасов, преждевременной обводненности продукции, либо за счет обводнения пласта, либо технологического роста обводненности.

Исследования различными методами основных характеристик системы скважина–пласт сводятся к получению следующей информации.

- Параметры пласта:
 - пластовое давление ($P_{пл}$);
 - КН (проводимость пласта);
 - граничные условия (разломы/структурные замещения).
- Параметры скважины:
 - S – скин-эффект – показатель загрязнения призабойной зоны скважины;
 - R_e – радиус дренирования скважины;
 - PI – коэффициент продуктивности скважины.
- Показатели выработки запасов:
 - характер вытеснения;
 - направления потоков, источники обводнения.

Анализ изменения дебита жидкости в системе скважина–пласт выполняется на основе:

- достоверных результатов интерпретации ГДИС;
- достоверных инструментальных замеров по скважинам ($H_{ст}$, $P_{пл}$);
- расчетного времени достижения скважиной псевдоустановившегося режима после запуска ее в работу и анализа динамических данных по ТМС;
- прокси-модели месторождения (карты изменения пластового давления и скин за период);
- постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения;
- анализа изменения забойного давления.

В результате анализа можно оценить динамику коэффициента продуктивности, пластового давления и установить причины, вызвавшие изменение данных показателей для каждой скважины, предложив при этом мероприятия для восстановления потенциала скважин в системе разработки.

Анализ изменения динамики обводнённости продукции скважины выполняется на основе:

- категоризации характера выработки запасов аналитическими методами;
- заключений по 6-компонентному составу попутно добываемой воды;

- графиков Холла для установления изменения радиуса заводнения, что может быть связано с развитием трещины автоГРП;
- анализа динамических данных по ТМС с диагностированием характера вытеснения;
- оценки направления и скорости потоков по результатам трасерных исследований;
- заключений ПГИ с целью выявления негерметичности ЭК и/или забоя, выявления заколонной циркуляции;
- геологических причин, принимая во внимание месторасположение скважины относительно контура ВНК, межконтурной и внутриконтурной зоны.

Результатом анализа является заключение о причинах роста обводнённости, принимается решение о дальнейшем мониторинге показателей работы скважины либо выдаются рекомендации по ограничению закачки, перераспределению потоков, выравниванию профиля приемистости и последующим контрольным исследованиям химического состава попутных вод.

Таким образом, предложенный подход для решения задач мониторинга месторождений позволяет анализировать причины изменения основных характеристик системы скважина–пласт в зависимости от основных факторов влияния на изменение потенциала скважины и планировать комплекс промысловых исследований скважин, направленных на получение максимально полной информации. Различные методы исследований скважин, применяемые в комплексе и нацеленные на решение определенной задачи, позволяют снять неопределенности и однозначность оценок (по сравнению с исследованиями одного вида), расширить перечень параметров, характеризующих систему, и повысить достоверность получаемой информации. Данный подход доказал свою эффективность на примере месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК.

ПО SIAM АТОМ: ПОСТРОЕНИЕ КАРТ ИЗОБАР НА ОСНОВЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА С АВТОАДАПТАЦИЕЙ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

*К.С. Сорокин, специалист УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»,
А.Г. Чугунов, специалист УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»*

Недостаток информации по энергетическому состоянию залежи может приводить к неоптимальным решениям, и, как следствие, существенным экономическим затратам. Таким образом, задача точного построения карт изобар в условиях сокращения ГДИС является крайне актуальной для эффективной разработки месторождений.

На данный момент в отрасли наибольшее распространение среди методов построения карт изобар получил метод геометрической интерполяции данных на основе различных математических алгоритмов: крайкинг, ОВР, сплайны. Данный метод имеет ряд существенных недостатков, связанных с тем, что при расчете давления по площади пласта учитываются только геометрические особенности расположения реперных точек (замеренных скважин), в то время как сами свойства пласта, флюида, режимы работы скважин (изменяющиеся по площади пласта и/или по времени) не учитываются, хотя они оказывают влияние на изменение давления в пласте. В связи с этим данный метод корректно использовать только в случае высокого охвата фонда по ГДИС за отчетный период картопостроения. Кроме того, в условиях низкого охвата фонда замерами пластового давления оценки пластового давления в неисследованных областях производятся на основе экспертного мнения или по устаревшим замерам пластового давления. В работе предлагается новый подход, который позволяет исключить указанные выше недостатки традиционного построения карт изобар, разработанный компанией СИАМ. Данный подход реализован в программном продукте SIAM АТОМ. Далее будут рассмотрены основные особенности методики, её реализации, а также преимущества её использования по сравнению с традиционным подходом.

В основе методики лежит создание однослойной численной модели пласта, позволяющей проводить расчеты пластового давления (рис. 1) за разные периоды времени, исходя из предположения об установившихся перетоках между выделенными ячейками пласта. Данное предположение позволяет перейти к решению стационарной

Следует отметить, что для адекватного прогноза значений пластового давления по скважинам, не имеющим прямых замеров, необходимо проводить адаптацию модели. Необходимость в проведении адаптации возникает в случае, когда рассчитанные и фактиче-

ские значения давления по скважинам с актуальными замерами не согласуются друг с другом, а значит, применять имеющуюся карту проницаемостей для расчёта давлений нельзя.

Под адаптацией модели понимается подбор таких значений проницаемости (в общем случае – гидропроводности), при которых рассчитанные по модели пластовые давления будут соответствовать значениям, полученным в результате прямых замеров по этим скважинам. Адаптация может проводиться за разные периоды времени и включать в себя несколько контрольных дат (по которым проходит сравнение рассчитанных и замеренных давлений), одна из которых обязательно должна совпадать с текущей датой картопостроения.

Заметим, что рассогласованность рассчитанных и фактических замеров может быть связана не только с ошибками в определении параметров пласта, флюида и скважины, но и в разных подходах, использующихся для расчёта давления в программе и по результатам ГДИС. В связи с этим в ПО АТОМ расчёты пластового давления организованы таким образом, чтобы полученные оценки в полной мере являлись прямыми аналогами оценок, получаемых стандартным путём по результатам ГДИС.

Поскольку напрямую из модели можно рассчитать только давления, усреднённые по объёму выделенных ячеек пласта, в то время как для сравнения с результатами ГДИС необходимы значения среднего пластового давления (усреднение проходит либо по контуру, либо по площади области дренирования), в ПО АТОМ реализована возможность определения области дренирования для скважин в зависимости от их взаимного расположения и дебитов. Это позволяет по рассчитанной сетке пластового давления вычислить средние пластовые давления и провести сравнение с результатами ГДИС. Также предусмотрена возможность расчета забойного давления скважин (по заданным значениям скин-фактора и радиуса скважины), что позволяет проводить адаптацию гидропроводности путем сопоставления рассчитанного и замеренного забойного давления по скважинам.

В общем случае адаптация помимо подгонки самой гидропроводности включает также подгонку контура области питания скважины и её скин-фактора.

По результатам адаптации происходит согласование различных типов данных: имеющейся истории по режимам работы скважин и значений проницаемости, с одной стороны, истории замеров пластового и забойного давления – с другой.

В ПО SIAM ATOM реализован модуль автоматической адаптации данных, позволяющий проводить эффективную адаптацию указанных выше параметров без ручной корректировки данных.

Таким образом, разработанное ПО позволяет учитывать параметры пласта, режима работы скважин и свойства флюида, тем самым позволяя строить более точные и надёжные карты изобар в сравнении с традиционным подходом. Кроме того, функционал ПО SIAM ATOM и встроенные алгоритмы автоматической адаптации карты позволяют минимизировать ошибки, связанные с экспертным мнением. Данные обстоятельства в совокупности позволяют повысить информативность карт изобар при сокращении затрат на неэффективную разработку месторождения: планирование ГТМ, развитие ППД и т.д.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ В УСЛОВИЯХ КЛИНОФОРМЕННОГО СТРОЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БС₁₀ МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*А.А. Мироненко, главный специалист ООО «РН-УфаНИПИнефть»,
Р.А. Шахметов, главный специалист – и.о. ГИП ООО «РН-УфаНИПИнефть»*

Сегодня большая часть нефтяных месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» характеризуется высоким отбором от НИЗ, высокой обводненностью добываемой продукции и, как следствие, перегрузкой объектов поверхностного обустройства и большим количеством бездействующих скважин при значительном количестве остаточных извлекаемых запасов.

Мамонтовское месторождение является одним из ключевых месторождений «РН-Юганскнефтегаз». Месторождение было открыто в 1965 г. и находится в разработке с 1970 г., является уникальным по своим запасам. В ходе выполнения анализа разработки были выявлены следующие основные проблемы, характерные для данного месторождения:

1) завершающая стадия разработки, большие остаточные запасы, сосредоточенные преимущественно в зонах с перегруженной инфраструктурой;

2) высокообводненный фонд скважин, высокий темп выбытия и большой неработающий фонд;

3) быстрое падение добычи нефти.

Данная работа посвящена анализу геологического строения пласта БС₁₀ Мамонтовского месторождения, который является основным объектом разработки данного месторождения, а именно локализации зон выклиниваний клиноформ, которые являются перспективными зонами с точки зрения локализации остаточных извлекаемых запасов.

Для месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, очень важно, помимо представления о зонах локализации наибольших остаточных запасов, комплексно подходить к анализу всей имеющейся информации, которую можно использовать для заключений о выработке по площади и разрезу, а также локализации дополнительных целиков нефти, а следовательно, и подбору перспективных ГТМ.

С этой целью был проведен анализ результатов фактически выполненных ГТМ внутри и вне данных зон выклинивания клиноформ и разработан и описан комплексный подход к анализу фонда и поиску перспективных ГТМ в таких геологических условиях. Показаны результаты данного анализа в виде адресных программ мероприятий на добывающем и нагнетательном фондах, а также дальнейшие перспективы данной работы.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГРП НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

*А.В. Габнасыров, к.г.-м.н., научный сотрудник отдела промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»*

ГРП является одним из наиболее популярных методов интенсификации добычи, и в отличие от большинства ГТМ, воздействие которых не выходит за пределы призабойной зоны пласта, в результате гидроразрыва образуются магистральная трещина и сопутствующее ей облако микротрещин. Размеры этой трещинной системы могут достигать в длину 250 м и более, что сопоставимо с длиной горизон-

тального участка скважины. Принимая во внимание вышеизложенное, становится очевидно, что необходимо знать, как трещина ГРП будет ориентирована в пространстве.

Если смоделировать гидроразрыв на бетонном образце, то мы увидим следующую картину – давление, как известно, действует во все стороны равномерно и, имея изотропную среду, аналогичную приведенному на слайде бетонному кубу, вполне логично ожидать радиальную трещину, которую мы и видим на рис. 1.

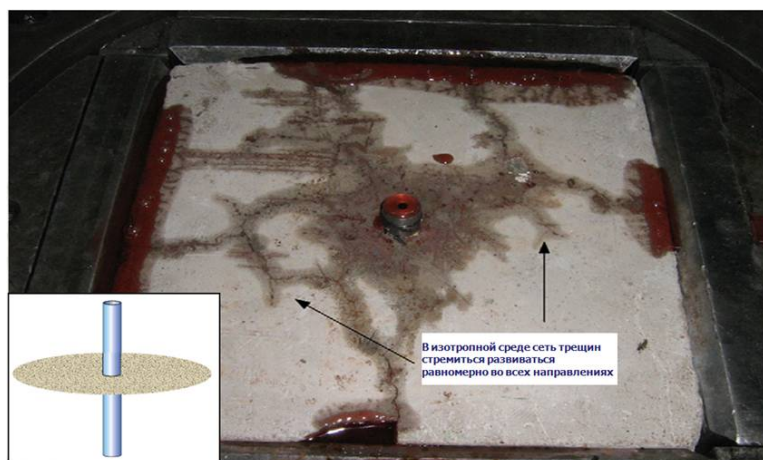


Рис. 1. Пример развития трещины ГРП в изотропной среде

Однако фактические данные результатов мониторинга ГРП, представленные на рис. 2, показывают, что трещина ГРП формируется не по окружности, а имеет линейную форму и доминирующее направление распространения от интервала перфорации. Это обусловлено анизотропией напряжений в околоскважинном пространстве.

Широко известно, что разрыв происходит по пути наименьшего сопротивления, а значит, параллельно наибольшему напряжению (σ_1) и перпендикулярно наименьшему (σ_3).

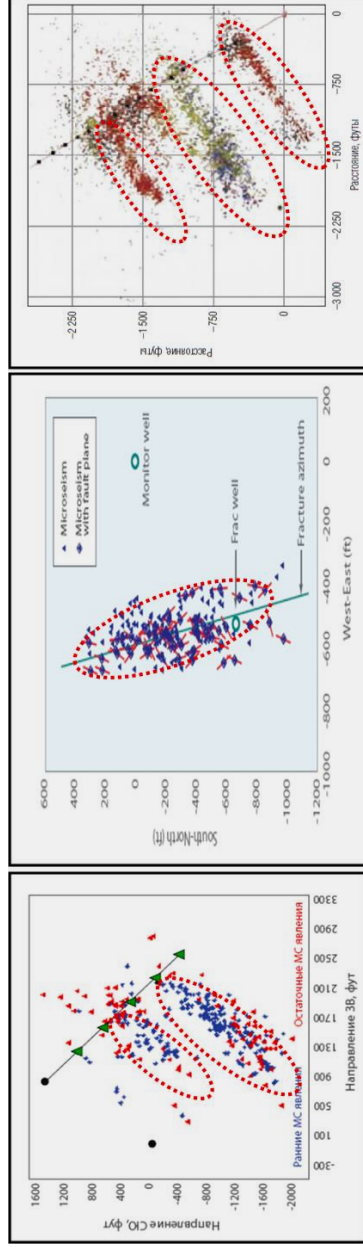


Рис. 2. Результаты микросейсмического мониторинга ГРП (мировой опыт)

Следовательно, для определения ориентации трещины ГПР необходимо знать распределение напряжений в околоскважинной зоне и механизм их формирования.

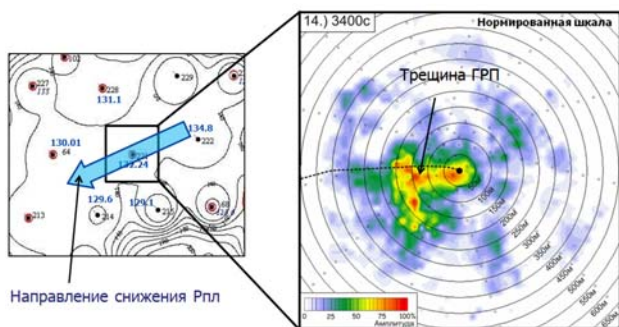
Для примера попробуем определить, в какой плоскости, горизонтальной или вертикальной, развивается трещина в скважине № 268. Для этого нам необходимо знать вертикальную составляющую (S_v) и минимальную составляющую (S_3) поля напряженности. Если вертикальная составляющая больше минимальной, то разрушение происходит в вертикальной плоскости, если равна – в горизонтальной. S_v рассчитывается по формуле $S_v = \rho g z$ (где ρ – средняя плотность; g – ускорение свободного падения, z – глубина) с привлечением данных плотностного каротажа. Минимальная составляющая равна давлению схлопывания трещины ГПП (ISIP).

В результате расчетов определены следующие значения: $S_v=31,62$ МПа, $S_3=32$ МПа. Очевидно, что давление разрыва не может быть больше минимального напряжения, поэтому, учитывая погрешности при определении плотности по каротажу и пересчете забойного давления при ГПП, можно говорить о наличии горизонтальной трещины в скважине № 268.

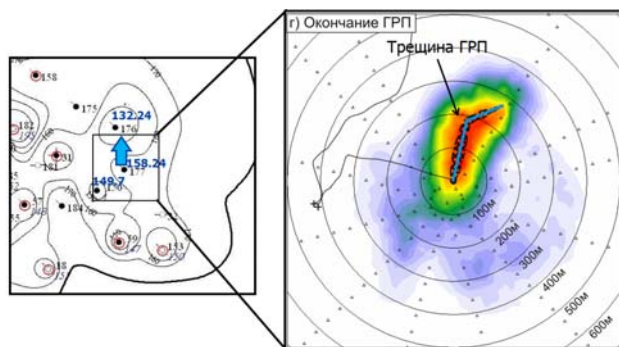
Теперь перейдем к азимуту трещины ГПП. Возьмем элемент пласта, на него сверху давит толща горных пород, создавая вертикальное горное давление ($\Delta P_{вг} \approx 23$ МПа/км), при этом создается и боковое горное давление, но также необходимо помнить, что коллектор заполнен флюидом, имеющим пластовое давление ($P_{пл}$) и снижающим сжимаемость системы ($\rho_{флюида}$). В таком состоянии пласт находится до того, как залежь начинают разрабатывать. После того как начинается добыча жидкости, пластовое давление падает, и происходит увеличение вертикальной и горизонтальной составляющей напряжений по сравнению с соседними участками залежи, что создает идеальные условия для разрушения породы при проведении ГПП в данном направлении.

Теперь, когда мы знаем механизм ориентации, возникает вопрос минимальной достаточной разницы пластового давления в соседних точках для ориентации разрушения в данном направлении. В соответствии с данными определения модуля Юнга (E) на керне видно, что напряжение в породе возрастает в 130 раз быстрее снижения давления, что говорит о достаточности минимальной разницы пластового давления в соседних точках залежи (несколько атмосфер).

а



б



в

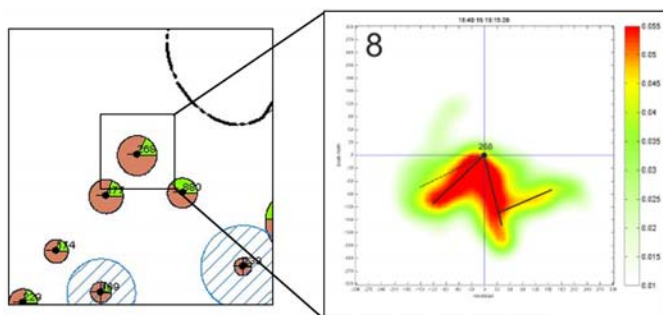


Рис. 3. Результаты сейсмоконтроля ГРП

Иными словами, при снижении $P_{пл}$ на 1 МПа модуль Юнга (численно равный напряжению) возрастает на 130 МПа.

Перейдем к реальным примерам. В 2011–2013 гг. на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проведен сейсмоконтроль ГРП на ряде скважин. Результаты по трем из них представлены на рис. 3.

На рис. 3, *а, б* показано, что разрыв происходит в направлении снижения пластового давления. Обрабатываемая скважина в центре, стрелкой проведено направление снижения пластового давления. Справа – данные сейсмоконтроля ГРП, показывающие размеры и ориентацию образовавшейся трещины.

Из рис. 3, *в* видно, что в данном случае нет кондиционных замеров пластового давления, в связи с этим приведена карта накопленных отборов. Очевидно, что внутри треугольника скважин № 268, 177, 880 расположена область с наименьшим пластовым давлением по сравнению с остальной площадью вокруг обрабатываемой скважины № 268. По данным сейсмоконтроля видно, что трещина ГРП имеет большую площадь в плане, что, вероятно, связано с ее ориентацией в горизонтальной плоскости, как было рассчитано ранее.

Таким образом, для прогноза ориентации ГРП в пространстве необходимо рассчитать вертикальную составляющую поля напряжений по плотностному каротажу, минимальную составляющую определить по мини-ГРП, затем, сравнив их между собой, определить, будет ли трещина горизонтальной или вертикальной. Далее необходимо установить анизотропию пластового давления в окружающих скважинах, азимут ГРП будет соответствовать направлению наименьшего пластового давления.

Литература

1. Mark D. Zoback. Reservoir geomechanics. Cambridge university press, 2007.
2. Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра, 2010.
3. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н., Давыдова О.П. Изменение напряженного состояния пород в процессе разработки // Нефтяное хозяйство. 2011. №1. С. 48–50.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЩИСАЙ

*Н.С. Жабатов, главный геолог АО «НК КОР»,
Е.Ю. Никуленко, начальник отдела геологии и разработки АО «НК КОР»*

Представленное к рассмотрению месторождение Ащисай разрабатывается в Южно-Тургайской нефтегазоносной области Республики Казахстан. Основными особенностями является практическое отсутствие газа в отличие от соседних месторождений вследствие его миграции и достаточно мощный водонапорный режим, влияющий на поддержание пластового давления практически на начальном уровне. В 2014 г. месторождение переходит из ранней (II стадия) в более позднюю стадию разработки (III стадия), что характеризуется снижением добычи нефти, высоким значением обводненности и нефтеотдачи. Отдел геологии и разработки в настоящее время работает над разрешением 4 основных проблемных вопросов, которые являются актуальными для многих недропользователей:

- Недопущение падения добычи нефти.
- Предотвращение роста обводненности.
- Геологическое и гидродинамическое моделирование.
- Доизучение месторождения.

Существенное влияние на выполнение плановых показателей по добыче нефти оказывает бурение новых скважин, к примеру, если бы компания с 2007 г. перестала осуществлять ввод новых скважин, то, кроме доизучения месторождения и получения новой информации о геологическом строении, на данный момент годовые объемы добычи нефти были бы на 55–65%.

Рассмотрены практические примеры истощения одной из залежей, на которой по состоянию на 01.01.2014 г. достигнут КИН 52,5% при утверждённом значении 64,2%.

В условиях, представленных выше, особое значение имеют работы по выводу скважин из простаивающего фонда и работы со скважинами, находящимися в периодическом режиме работы. В связи со снижением эффективности в начале года был проведен детальный анализ РИР, осуществленных на месторождении Ащисай с 2008 по 2013 г., с представлением разбивок по технологиям обработок, геологическим особенностям, вариантам и примерам изменения обводненности (рис. 1, 2).

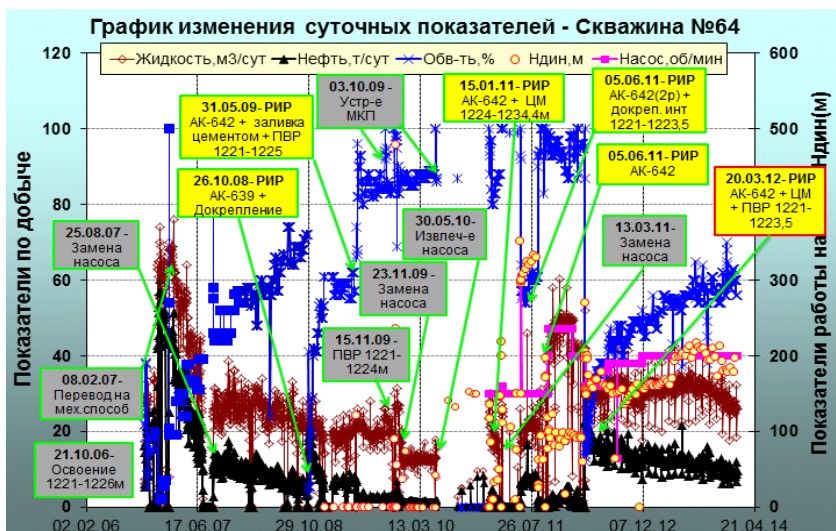


Рис. 1. Типичный график проведения РИП

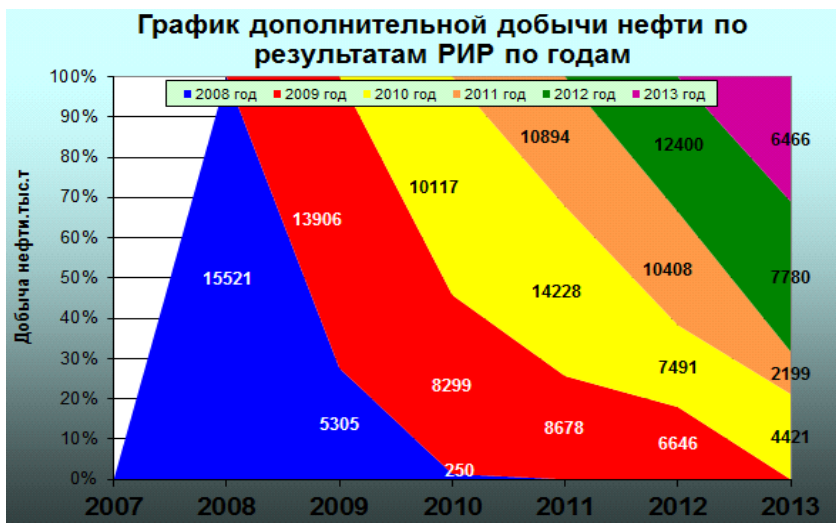


Рис. 2. Разбивка дополнительной добычи по годам

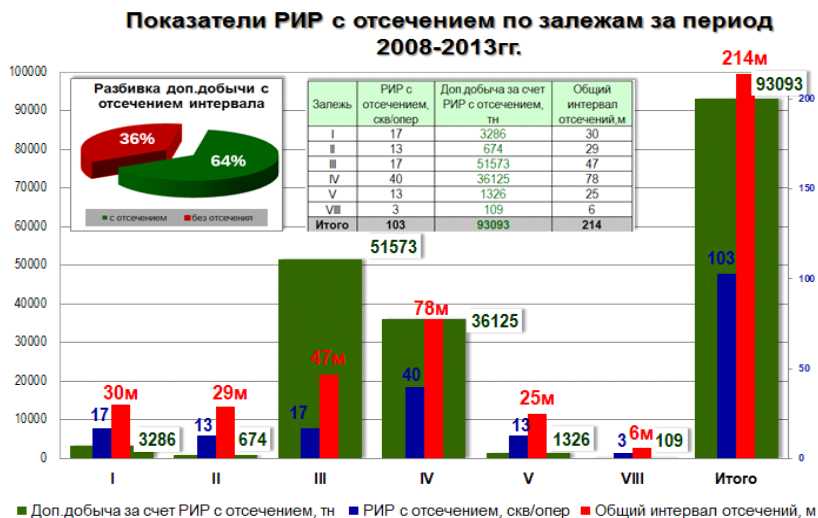


Рис. 3. Разбивка дополнительной добычи и объема нефти по объектам разработки

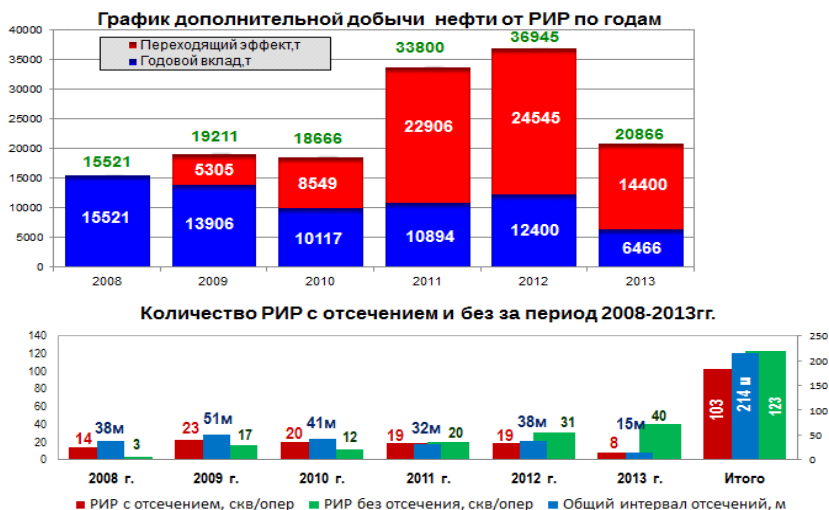


Рис. 4. Влияние «переходящих» РИР интервалов отсечения на эффективность

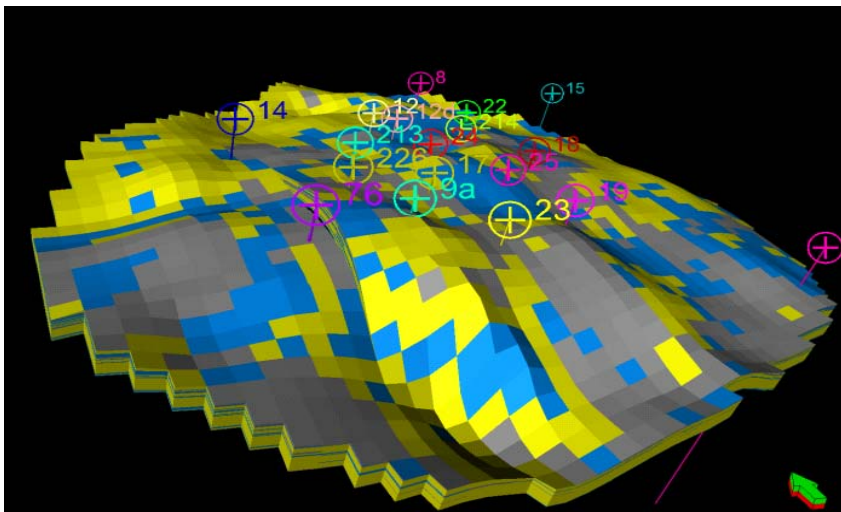


Рис. 5. Пример моделирования II залежи

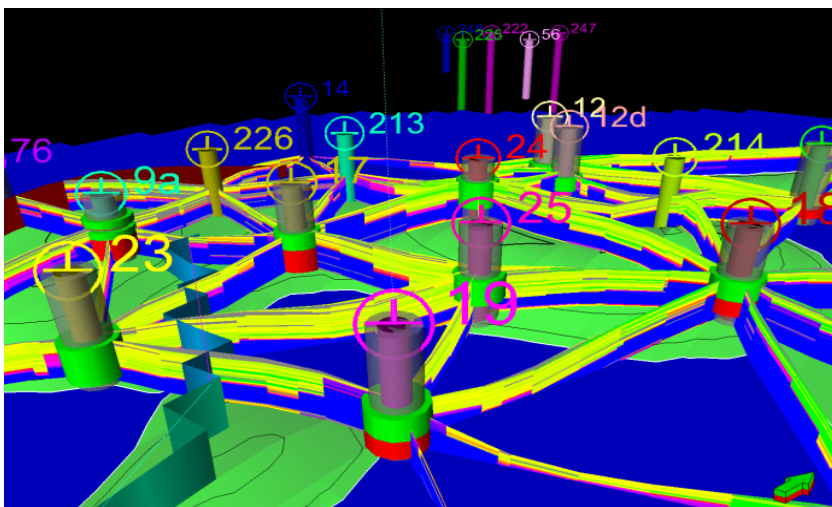


Рис. 6. Корреляционная сетка скважин

За время анализа было проведено 226 изоляционных работ, при этом успешные результаты получены по различным методикам на 123 скважинах с накопленным дебитом нефти 145 008 т по состоянию на 01.01.2014. В ходе анализа были проведены оценка влияния остаточных запасов на момент проведения РИР, учет показателей добычи и обводненности до завершения эффекта РИР, разбивка по технологиям, детальная оценка 10 лучших водоизоляционных работ (рис. 3, 4).

По результатам анализа были выявлено, что из 226 операций прирост получен по 123 скважинам и по состоянию на 01.01.2014 г. дополнительная добыча от изоляционных работ при отслеживании показателей до завершения эффекта составила 145 008 т. Наибольший успех отмечается на 3-й 4-й залежах, где были наиболее лучшие геологические условия, позволяющие осуществить отсечение нижних водопроявляющих интервалов. На успешность проведения РИР непосредственно повлияли подъем ВНК, стадия разработки, выработка «легкой» нефти, уменьшение интервала перфораций. По результатам анализа подобраны кандидаты на проведение РИР с докреплением.

Для повышения качества проведения изоляционных работ продолжается поиск оптимального реагента, а также с 2013 г. начаты работы над созданием собственными силами в программном обеспечении Petrel и Eclipse геологической и гидродинамической моделей месторождения (рис. 5, 6).

В настоящий момент завершено моделирование II и VI залежей, по которым будет проведена корректировка геологических и извлекаемых запасов, осуществлен выбор оптимальных координат бурения новых скважин, а также выбраны кандидаты на проведение РИР и ОПИ по внедрению системы ППД на II залежи. Также в рамках доизучения месторождения Ащисай в мае текущего года намечается завершение полевых работ 3D-сейсмики для выявления новых палеорусловых залежей, обнаруженных на Северном участке месторождения в 2013 г.

МЕТОД КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ НАЛИЧИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕСТАЦИОНАРНОГО УРАВНЕНИЯ ТЕПЛОПЕРЕНОСА НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ТЕРМОМЕТРИИ И ВАЛИДАЦИИ МЕТОДАМИ ГДИС

А.Е. Смирнов, ведущий специалист ОГДМ ООО «СИАМ-Инжиниринг»

Некачественное цементирование скважин или нарушение целостности цементного камня в ходе перфорации или последующей эксплуатации не является редкостью, особенно на нагнетательных скважинах при больших давлениях. Возникающее движение жидкости по цементному кольцу, или так называемая заколонная циркуляция (ЗКЦ), является одной из актуальных проблем при разработке месторождения. ЗКЦ приводит к преждевременному обводнению продукции добывающих скважин, а на нагнетательном фонде затрудняет мониторинг разработки месторождения.

Рассматривается месторождение Х в Западной Сибири, нефтеносные залежи которого относятся к юрским отложениям. Разработка осуществляется при помощи вертикальных скважин, реализуется очаговое заводнение. Режим работы залежи – упруговодонапорный. По всему нагнетательному фонду скважин проведен комплекс ГИС, включающий исследования термометрии. На ряде скважин отмечается наличие ЗКЦ, объем нецелевой закачки (вне целевого пласта) неизвестен.

В работе представлена методика нахождения неэффективной закачки на основании результатов промыслово-геофизических исследований, а именно термометрии. Идея метода заключается в построении распределения температуры при помощи моделирования процессов теплопереноса между нагнетаемым флюидом и коллектором, а также в сравнении ее с каротажной термограммой.

Поставленная задача в процессе исследования разбивается на вспомогательные подзадачи: нахождение распределения температуры в пласте во время нагнетания флюида; определение распределения температуры после остановки скважины; нахождение профиля температуры в стволе скважины. Задачи разрешены при помощи экономичного численного метода переменных направлений в двухмерном пространстве. Проведена верификация построенной модели

по трем эталонным скважинам без наличия ЗКЦ. Объем нецелевой закачки найден на одной из скважин месторождения путем сравнения рассчитанной и измеренной температур. Результаты гидродинамических исследований скважины, проведенных при наличии ЗКЦ и после ремонтно-изоляционных работ, подтверждают полученную оценку. Также проведен анализ чувствительности модели и выявлены параметры, наиболее влияющие на конечный результат.

МЕТОД ИНТЕГРАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, СКВАЖИННЫХ МИКРОСКАНЕРОВ, ГДИС И ПГИ С ЦЕЛЮ ПРОГНОЗА ПРОНИЦАЕМОСТИ КАВЕРНОЗНО-ТРЕЩИНОВАТОГО КАРБОНАТНОГО РИФЕЙСКОГО КОЛЛЕКТОРА

*Е.И. Смоленцев, ведущий инженер отдела проектирования разработки
и моделирования ООО «Роснефть–КрасноярскНИПИнефть»*

В настоящее время тенденции в мировой нефтяной промышленности таковы, что по мере истощения традиционных терригенных всё больше карбонатных месторождений углеводородов вводится в разработку. Одними из наиболее перспективных месторождений данного типа на территории России являются залежи, приуроченные к рифейским кавернозно-трещиноватым отложениям. Одной из основных проблем, связанных с разработкой таких коллекторов, является неопределённость в прогнозе распределения проницаемости. В таких коллекторах проницаемость контролируется распределением трещин и каверн в пласте, причём основными каналами фильтрации являются именно трещины. В таких условиях традиционные методики прогноза распределения проницаемости, разработанные для терригенных месторождений и основанные на латеральной выдержанности установленных на керне зависимостей пористости и проницаемости, оказываются несостоятельны. Кроме того, керновые исследования проницаемости таких коллекторов также оказываются нерепрезентативными, так как керн разрушается по плоскости трещин и исследованию подлежат только нетрещиноватые образцы, обладающие низкими ($<0,5$ мД) или вовсе нулевыми значениями проницаемости. В результате единственным прямым средством измерения проницаемости пласта остаются ГДИС. Но здесь возникает

проблема, связанная с методикой использования значения проницаемости, полученного по ГДИС. Очевидно, что значение проницаемости рифейских кавернозно-трещиноватых коллекторов значительно варьируется не только по пласту, но и вдоль ствола скважины (с изменением густоты и раскрытости соответствующих систем трещин), и описывать такую проницаемость дискретным значением, полученным в результате ГДИС, нельзя. Таким образом, решение задачи оценки распределения проницаемости по пласту рождает необходимость интеграции всех имеющихся результатов исследований трещиноватости породы и её фильтрующих характеристик. В рамках данной работы предлагается алгоритм решения поставленной задачи.

В основе предлагаемой методики лежит понятие о том, что значение проницаемости, полученное по результатам ГДИС, является результатом суперпозиции проницаемости различных частей пласта, вовлекаемых данной скважиной в фильтрацию. При этом в случае кавернозно-трещиноватого коллектора «степень участия» конкретного участка пласта в итоговом значении будет напрямую определяться степенью его трещиноватости. Таким образом, возникает возможность решения обратной математической задачи: зная результат суперпозиции и «степень участия» каждого из её элементов в финальном значении, можно определить распределение проницаемости в различных частях пласта в границах радиуса дренирования скважины.

В качестве инструмента для установления количественной связи между параметрами трещиноватости и проницаемостью участка пласта (ячейки модели, переходя к терминам моделирования) предлагается использование классической модели Е.С. Ромма [1. С. 135–144]. Данная модель однозначно определяет проницаемость ячейки как тензор третьего порядка, приведённый в общем виде в формулах (1) и (2):

$$K = \frac{1}{12} \begin{vmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{xz} & K_{yz} & K_{zz} \end{vmatrix} \quad (1)$$

$$K = \frac{1}{12} \begin{vmatrix} \sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i (1 - \alpha_{1i}^2) & -\sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i \alpha_{1i} \alpha_{2i} & -\sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i \alpha_{1i} \alpha_{3i} \\ -\sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i \alpha_{2i} \alpha_{1i} & \sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i (1 - \alpha_{2i}^2) & -\sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i \alpha_{2i} \alpha_{3i} \\ -\sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i \alpha_{3i} \alpha_{1i} & -\sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i \alpha_{3i} \alpha_{2i} & \sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i (1 - \alpha_{3i}^2) \end{vmatrix}, \quad (2)$$

где N – количество систем трещин; b_i ; $a_1 = \sin \delta \sin \omega$; $a_2 = \cos \delta \sin \omega$; $a_3 = \cos \omega$.

Кроме того, такой тензор можно упростить, повернув сетку координат по основному направлению трещиноватости. В результате тензор будет приведён к диагональному виду в силу преимущественной ортогональности систем трещин, контролирующих проницаемость такого коллектора.

Далее определение значений необходимых переменных предлагается осуществить путём интеграции результатов сейсмических исследований и данных пластовых микросканеров. Густота трещин (Γ) может быть косвенно определена по результатам специальной интерпретации сейсмических данных и в то же время явно – с помощью пластовых микросканеров. Сопоставив эти два массива данных для соответствующих участков пласта (вдоль стволов скважин), можно выявить корреляцию, которая позволит произвести пересчёт куба результатов специальной обработки сейсмики в куб густоты трещин (Γ) и получить распределение данного параметра в пространстве. Остальные расчётные параметры могут быть определены путём анализа данных пластовых сканеров и стохастически распределены в межскважинном пространстве. Таким образом, может быть получен куб проницаемости, аналитически подсчитанный по параметрам трещин. Далее густоту трещин в околоскважинных ячейках можно скорректировать в соответствии с реально работающими интервалами скважин, определёнными по ПГИ, для последующего более корректного моделирования.

Следующим шагом предлагается осуществить настройку полученного куба проницаемости на результаты ГДИС, производя их моделирование и добиваясь сходимости с полученными значениями (проницаемости в случае КВД или продуктивности в случае ИД) путём варьирования непосредственно параметров трещиноватости в пределах радиусов дренирования соответствующих скважин. По итогам подобной настройки может быть построена матрица корректирующих коэффициентов и по результатам её анализа проведена корректировка параметров трещин в площади пласта, не охваченной дренированием скважин. Как результат, могут быть получены геологически обоснованные тензоры проницаемости, посчитанные исходя из параметров трещин, скорректированные на данные ПГИ и настроенные на ГДИС.

В целях проверки применимости данной методики в первом приближении был произведён подсчёт распределения проницаемости вдоль семисотметрового горизонтального ствола скважины (для семи участков, по сто метров каждый) с последующим сравнением среднего из полученных значений с результатами КВД (рис. 1).

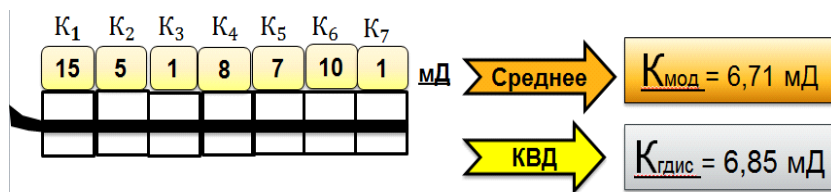


Рис. 1. Подсчёт распределения проницаемости вдоль горизонтального ствола скважины

Полученный результат позволяет говорить о применимости данной методики по крайней мере для прогноза распределения проницаемости в околоскважинной зоне. Дальнейшие исследования направлены на выявление достоверной корреляции между результатами специальной обработки сейсмических данных и данными пластовых сканеров для формирования на её основе пространственного куба густоты трещин в количественном выражении, что позволит получить практические результаты описанной методики уже в межскважинном пространстве.

Литература

1. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985.

ПРИМЕНЕНИЕ СЕТЕЙ КОХОНЕНА ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПРЕДСКАЗАНИЯ НА ОСНОВЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ОЖИДАЕМОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ГОРБУНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»

*Ю.А. Келлер, к.ф.-м.н., ведущий специалист отдела мониторинга
и планирования ГТМ,*

*А.А. Усков, начальник отдела мониторинга и планирования ГТМ
ООО «СИАМ-Инжиниринг»,*

*Д.Н. Ледовских, ведущий инженер управления ППР и ГТМ
ОАО «Самаранефтегаз»*

Наиболее насущной проблемой разработки месторождений нефти и газа на данном этапе развития отрасли является преждевременное обводнение добываемой продукции скважин. При выполнении различных геолого-технологических мероприятий для интенсификации отборов жидкости риски преждевременного обводнения повышаются. Поэтому для ограничения попутно добываемой воды применяются потокоотклоняющие технологии, также известные как операции по выравниванию профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин.

Одной из технологий, применяемых на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз», является полимерное заводнение. Отдельной трудоемкой задачей является оценка предполагаемой эффективности мероприятия. В работе [1] был предложен алгоритм по расчету ожидаемой эффективности применения ВПП на основе искусственных нейронных сетей (ИНС). Суть метода заключалась в том, чтобы на основе геолого-физических характеристик посредством ИНС предсказать дебит нефти и обводненность продукции добывающих скважин после применения ВПП. Несмотря на то, что средняя ошибка предсказания обводненности составила 11%, предсказательная способность разработанной ИНС по ожидаемому дебиту нефти после ВПП оставалась достаточно посредственной, поэтому было принято решение о доработке алгоритма [1] с целью улучшения прогнозных показателей модели.

На *первом этапе* доработки модели были произведены анализ степени влияния входных параметров, использованных в работе [1], на выходные характеристики модели (обводненность и дебит нефти)

посредством теории регрессионного анализа [2] и последующее исключение части слабо влияющих характеристик из модели. После выполнения данного этапа в качестве входных параметров для усовершенствованной ИНС были выбраны следующие: пористость, проницаемость, дебит жидкости до закачки гелеобразующих составов (ГОС), обводненность продукции до закачки ГОС, объем закачки ГОС на 1 скв.-опер., величина депрессии на добывающей скважине, среднее расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной, потенциал динамического уровня и средняя компенсация на участке. В качестве выходных характеристик ИНС рассматривались максимальное изменение обводненности после ВПП (если величина бралась со знаком «+», то это означало, что скважина не прореагировала на закачку ГОС, а если со знаком «-» – добывающая скважина прореагировала на закачку ГОС и обводненность продукции снизилась на указанную величину), а также продолжительность эффекта от ВПП (сут).

Обучение ИНС происходило на основе информации о закачке ГОС в 2010–2011 гг. на Горбуновском месторождении (всего 3 факта применения ГОС), ИНС состояла из четырех слоев, функция активации – экспоненциальная. 90% исходной информации использовалось для обучения ИНС, 10% – для контрольной проверки работоспособности созданной модели. Ошибка в обучении модели составила 2,5%, при проведении контрольной проверки – 1,2%. Созданная ИНС использовалась для предсказания показателей работы скважин после обработки ГОС в 2012 г. Сравнивались два показателя – обводненность продукции после закачки ГОС и продолжительность эффекта от закачки ГОС. На рис. 1, а приведены распределения относительных погрешностей расхождения фактических и предсказанных значений обводненности добывающих скважин. Средняя величина ошибки предсказания обводненности составила 5,7%, что почти в два раза точнее предсказательной способности ИНС, представленной в работе [1]. При этом ошибка предсказания продолжительности эффекта составила 120,4%. Применительно к этой модели можно утверждать, что, несмотря на хорошее предсказание обводненности, из-за ошибки предсказания продолжительности эффекта применение этой модели на практике дает удовлетворительные результаты для предсказания итоговой дополнительной добычи нефти.

На *втором этапе* доработки модели были применены самоорганизующиеся сети Кохонена. Самоорганизующиеся карты Кохонена

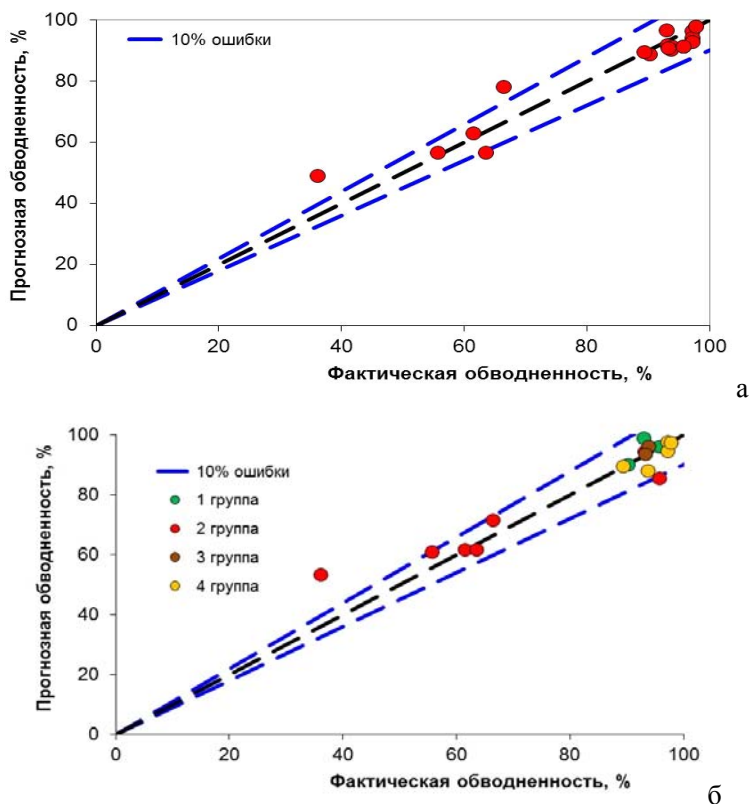


Рис. 1. Сравнение фактических и расчетных значений обводненности после закачки ГОС

применяются при моделировании, прогнозировании, поиске закономерностей в больших массивах данных, выявлении кластеров [3–4]. Важное преимущество данного подхода к кластеризации кроется в особенности сети Кохонена от других ИНС: данный тип нейронных сетей способен к неконтролируемому обучению, что, в свою очередь, дает возможность подавать на вход данной сети только значения входных переменных. Идея применения кластеризации информации успешно применяется во многих областях науки и техники – экономике, медицине и пр. В нефтяной отрасли сети Кохонена также применяются для решения прикладных задач [5–6].

Идея доработки модели, предложенной на этапе 1, заключалась в предварительном разделении массива исходной информации на кластеры (группы) и построении ИНС для отдельно взятого кластера. Исходный массив данных посредством применения нейронных сетей Кохонена был разбит на 4 кластера. Далее для каждого кластера была построена ИНС и осуществлено предсказание обводненности после ВПП и продолжительности эффекта. Сравнение фактических и расчетных значений обводненности приведено на рис. 1, б. Средняя ошибка предсказания обводненности практически не изменилась и составила 6,5%, в то время как точность предсказания продолжительности эффекта улучшилась – ошибка предсказания стала составлять 82,8%.

Таким образом, можно сказать, что применение данной модели на практике для оценки ожидаемой дополнительной добычи нефти дает очень хорошие результаты.

Выводы

1. На примере Горбуновского месторождения ОАО «Самаранефтегаз» улучшена построенная в работе [1] ИНС для прогноза обводненности продукции после закачки ГОС.

2. Средняя ошибка предсказания обводненности продукции на добывающем фонде после закачки ГОС составила 6,5%, а продолжительности эффекта – 82,8%.

3. Показано, что применение нейронных сетей Кохонена для предварительной кластеризации информации позволяет улучшить предсказательные способности ИНС.

4. Разработанный алгоритм может быть использован для оценки ожидаемой дополнительной добычи нефти как альтернатива другим способам оценки эффекта после ВПП. Процедура применения следующая: если на новом месторождении опыт применения ВПП был, для оценки ожидаемой дополнительной добычи применяется схема, разработанная на этапах 1 и 2, рассмотренных в данной статье. Если же на новом месторождении ВПП не применялось, предварительно посредством нейронных сетей Кохонена проверяется гипотеза о схожести промыслово-физических характеристик рассматриваемых скважин со скважинами других месторождений, для которых имеются построенные ИНС. Если характеристики схожи, то для оценки ожидаемой дополнительной добычи нефти используются имеющиеся

ся ИНС. Если же нет – для оценки ожидаемой дополнительной добычи нефти нужно применять другой инструментарий, например гидродинамическое моделирование закачки ГОС.

Литература

1. Келлер Ю.А., Усков А.А. Применение теории нейронных сетей для оценки эффективности применения потокоотклоняющих технологий на одном из месторождений ОАО «Самаранефтегаз» // Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: матер. 12-й науч.-техн. конф. Томск: Изд-во Том. ун-та, 2013. С. 53–55.
2. Келлер Ю.А., Усков А.А. Применение теории регрессионного анализа и нейронных сетей для оценки эффективности применения потокоотклоняющих технологий на группе месторождений ОАО «Самаранефтегаз» // Инженерная практика. 2013. №10. С. 56–57.
3. Kohonen T. Self-Organizing Maps (Third Extended Edition). New York, 2001. 501 p.
4. Манжула В.Г., Федяшов Д.С. Нейронные сети Кохонена и нечеткие нейронные сети в интеллектуальном анализе данных // Фундаментальные исследования. 2011. №4. С. 108–114.
5. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М. Выбор методов увеличения нефтеотдачи на основе аналитической оценки геолого-физической информации // Известия Томского политехнического университета. 2012. Т. 321, №1. С. 149–154.
6. Graf T., May R., Hartlieb M. et al. Candidate selection using stochastic reasoning driven by surrogate reservoir models // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011. P. 433–442.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

В.М. Мешков, к.т.н., начальник отдела,

С.С. Клюкин, к.т.н., зам. начальника отдела,

А.В. Дорофеев, инженер научно-исследовательского комплексного отдела бурения и исследования скважин «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»

В течение последних лет нефтяной фонд скважин пополняется в основном за счет бурения глубоких скважин на пласты со средней глубиной залегания 2800 м по вертикали с проведением гидроразрыва пласта (ГРП), характеризующегося низкой проницаемостью. Часть скважин через некоторое время после запуска переводится на периодический режим работы, что связано со сложностями подбора

подземного оборудования, отвечающего требованиям промысла. При всей простоте и изученности ШГН как способ добычи имеет существенный недостаток – наличие штанговой колонны, которая становится «слабым звеном» при использовании в глубоких скважинах. Именно поэтому глубокие малодебитные скважины рациональнее эксплуатировать установками ЭЦН в периодическом режиме.

Выбор оптимального режима (периода работы насоса и периода накопления при отключенном насосе) является довольно сложной задачей, требующей дополнительных усилий и средств, высокой квалификации технологического персонала. Вместе с тем периодические скважины, как правило, малообводненные и дают значительный вклад в добычу нефти.

Снижение количества подобных скважин, работающих в периодическом режиме, в связи с высокими темпами освоения месторождений не представляется возможным.

В 2013–2014 гг. специалистами «СургутНИПИнефть» проведены исследования, позволяющие пересмотреть методику подбора режима работы скважин. Предлагаемая методика учитывает явления, сопровождающие фильтрацию флюида в низкопроницаемом коллекторе, описанные в литературе [1, 2].

В результате работы предложены критерии, позволяющие оценить продуктивный потенциал залежи и принять необходимые меры, направленные на оптимизацию режима работы скважины и подземного оборудования, а также снизить неэффективный простой техники.

Литература

1. Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. Москва; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2003.

2. Щелкачев В.Н. Избранные труды: в 2 т. Т. 2. М.: Недра, 1990.

АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМ НЕПРЕРЫВНОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

*И.П. Бабушкин, директор филиала ИПЦ «Гисмо» ОАО НПФ «Геофизика»,
М.В. Якин, начальник сектора аналитической информации
ОРЭ ОАО НПФ «Геофизика»*

Действующий фонд нефтяных скважин России на 60% оснащён установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), которые обеспечивают 90% добычи нефти в стране. Геофизические и гидродинамические исследования таких скважин ограничены, с одной стороны, сложностью доставки приборов под насос, с другой – значительными потерями в добыче нефти из-за длительных остановок скважин на исследования.

Актуальность данной проблемы оказалась настолько велика, что послужила толчком для развития в российской геофизике нового направления исследований – геофизический контроль в процессе добычи нефти (logging while production). В отличие от традиционных геофизических исследований в данной технологии датчики либо стационарно размещаются в скважине и непрерывно передают информацию о работе пластов и погружного электродвигателя (ПЭД) в процессе добычи, либо исследования проводятся в ходе спускоподъемных операций (исследований «на протяжке») без извлечения УЭЦН с использованием специализированного оборудования.

Особое развитие системы геофизического контроля процесса добычи нефти получили в связи с повсеместным применением совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной, предъявляющей особые требования к контролю за выработкой каждого из эксплуатируемых пластов.

К наиболее актуальным системам геофизических исследований в процессе добычи нефти следует отнести:

- стационарные системы геофизического мониторинга параметров работы скважины;
- системы мониторинга забойных параметров в процессе спускоподъемных операций (исследований «на протяжке») без извлечения насосного оборудования;

- стационарные геофизические системы раздельного мониторинга для совместно разрабатываемых многопластовых залежей – геофизический мониторинг при одновременной эксплуатации нескольких пластов.

При стационарных геофизических исследованиях в процессе добычи нефти решаются следующие группы задач:

- 1) оценка интегральных характеристик работы скважины;
- 2) оценка индивидуальных характеристик каждого из совместно работающих пластов;
- 3) комплексный диагностический контроль состояния скважины и добывающего оборудования.

Первая группа задач предполагает оценку таких параметров, как дебит и обводненность скважин. Большинство кустов скважин оснащено автоматическими групповыми замерными установками (АГЗУ), и в таком случае данные непрерывного геофизического контроля дополняют устьевые замеры дебита и состава продукции (рис. 1).

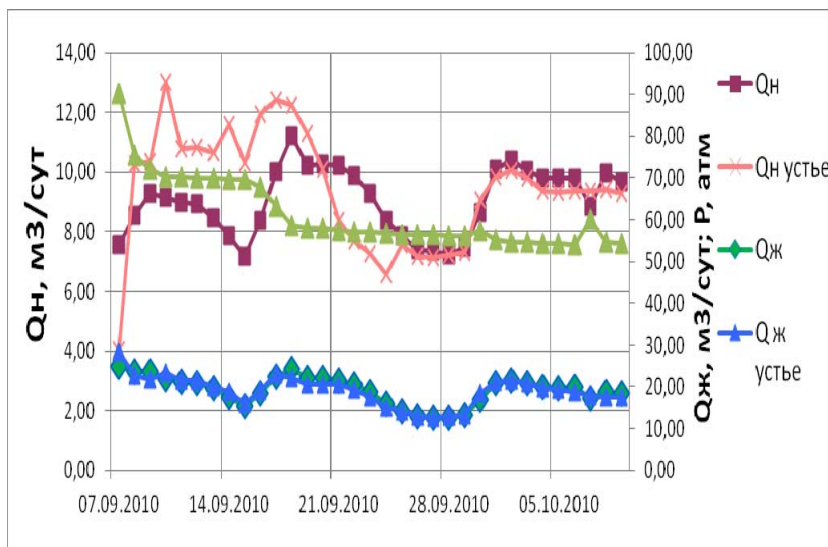


Рис. 1. Сопоставление результатов измерений параметров режима работы скважины, полученных путем синхронных измерений на забое и на устье

Однако существует фонд отдельно стоящих (разведочных) и не оснащенных устьевыми замерными установками скважин, работающих сразу на дожимную насосную станцию (ДНС) или нефтеналивную емкость. Определение дебита на таких скважинах крайне важно и возможно лишь с привлечением передвижных массоизмерительных установок или путем оснащения системами непрерывного геофизического контроля. Данный вид работ выполнялся авторами на трех разведочных скважинах Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» и пяти скважинах Западно-Хоседаюского месторождения СК «Русьветпетро».

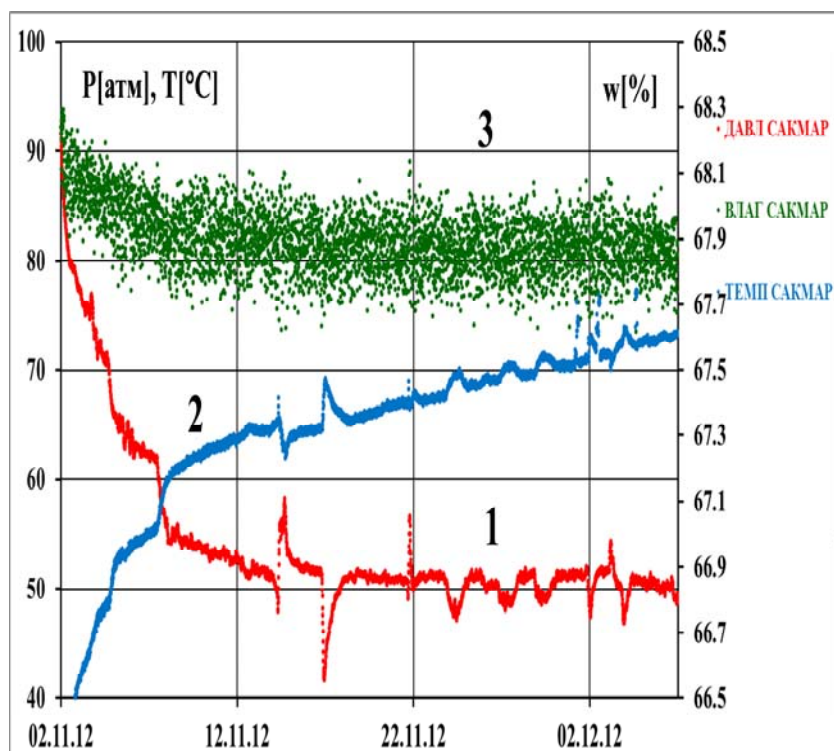


Рис. 2. Результаты мониторинга цикла запуска скважины: 1–3 – кривые изменения во времени давления, температуры и влагосодержания

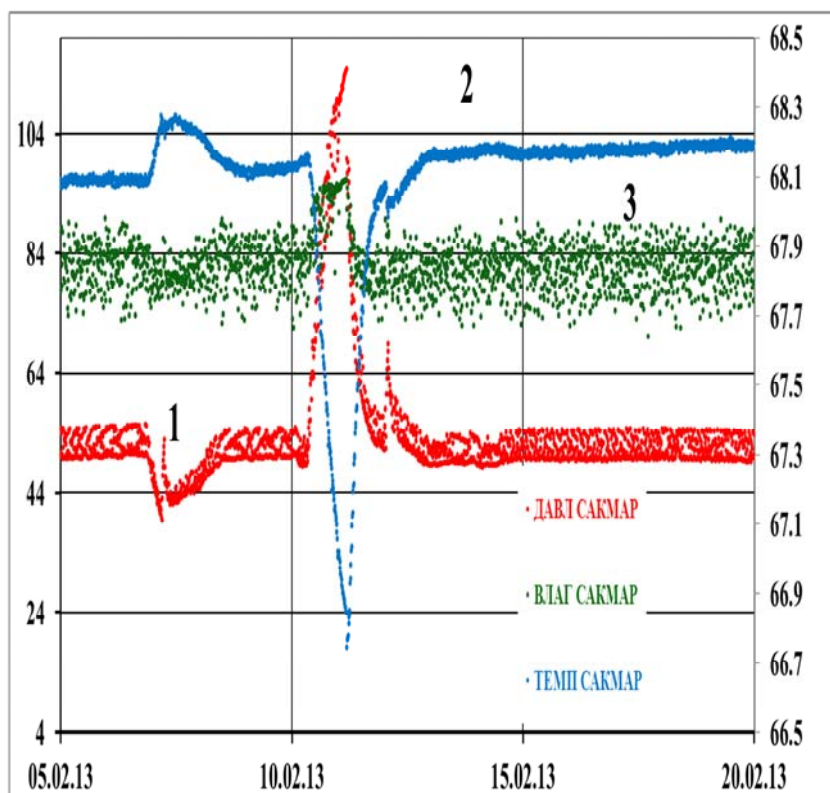
$P[\text{атм}], T[^\circ\text{C}]$ $f[\text{г/ц}]$ 

Рис. 3. Диагностика срыва подачи насоса: 1–3 – кривые изменения во времени давления, температуры и влажосодержания

Наличие высокоточного манометра в дополнение к расходомеру в непосредственной близости от пласта позволяет определить продуктивность пласта или системы пластов в цикле стабильной работы скважины (при наличии достоверных данных о величине текущего пластового давления) или при исследованиях на двух или более стабильных режимах работы скважины.

Ко второй группе задач относится индивидуальная оценка дебитов и обводненности по каждому из совместно вскрытых пластов.

К третьей группе задач относятся: контроль стабилизации параметров режима при запуске (рис. 2); контроль мероприятий по оптимизации режима добычи; контроль изменения состояния скважины при длительной отработке; контроль состояния и технологических особенностей работы подземного оборудования (рис. 3); контроль параметров режима эксплуатации нестабильно работающих скважин.

К возможным причинам срыва подачи ЭЦН можно отнести: наличие газа или пены на приеме насоса, перегруз или недогруз, слом вала секции насоса и многие другие. Своевременное диагностирование позволяет не допускать в будущем факторов, влияющих на срыв подачи, что значительно увеличивает среднюю наработку на отказ (СНО) УЭЦН. На рис. 3 поведение кривых давления и температуры однозначно трактуется как срыв подачи насоса. Резкий рост забойного давления соответствует прекращению отбора продукции из скважины, а спад температуры характеризует снижение притока с пласта. По влагомеру отчетливо видно замещение водонефтяной смеси водой. Основной из зарегистрированных причин срыва подачи является высокая доля объемного содержания газа в продукции на приеме насоса.

Литература

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. 2-е изд. Ижевск: РХД, 2010. 780 с.
2. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. Москва; Ижевск, 2012. 895 с.
3. *Лантев В.В., Береснев В.В., Бабушкин И.П., Харитонов О.В.* Новое поколение техники для мониторинга разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН // Инженерная практика. 2012. №8.
4. *Лантев В.В.* Аппаратно-программный комплекс «Спрут» для мониторинга разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН // Нефтяное хозяйство. 2011. №5. С.104–107.
5. *Лантев В.В., Береснев В.В., Адиев И.Р., Бабушкин И.П.* Геофизический мониторинг добывающих скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией нескольких объектов // Каротажник. 2012. №7–8 (217–218). С. 65.

СО Д Е Р Ж А Н И Е

<i>Федоров В.Н., Гизатуллин Д.Р.</i> Изучение возможности определения латерального изменения фильтрационно-емкостных свойств нефтяного пласта методом регистрации кривых восстановления давления на основе решения прямой и обратной задач фильтрации пластового флюида	3
<i>Иващенко Д.С., Давлетбаев А.Я., Байков В.А., Ямалов И.Р., Сергейчев А.В.</i> Моделирование нелинейной фильтрации и анализ кривых изменения давления/добычи по исследованиям коллекторов с низкой проницаемостью.....	4
<i>Морозовский Н.А.</i> Оценка параметров макротрещиноватых зон по результатам гидродинамических исследований	5
<i>Фатихов С.З., Федоров В.Н.</i> Об интерпретации КВД, зарегистрированной датчиком ТМС без пакерования на забое	10
<i>Крыганов П.В., Пономарев А.К., Свалов А.В., Вольпин С.Г., Штейнберг Ю.М., Афанаскин И.В., Корнаева Д.А.</i> Повышение информативности кривых восстановления давления путем «мгновенного» закрытия скважин на забое	11
<i>Мешков В.М., Клюкин С.С.</i> Система контроля разработки месторождений гидродинамическими методами на основе замеров ТМС УЭЦН	14
<i>Иващенко Д.С., Давлетбаев А.Я., Валеев С.В., Борисов М.П.</i> Автоматический анализ динамических данных действующих скважин с системой телеметрии	16
<i>Ефимова Н.П., Вольпин С.Г., Свалов А.В.</i> Восстановление истории работы скважины при решении обратной задачи подземной гидродинамики	20
<i>Карнаухов М.Л., Гильфанов Э.Ф., Гердий Г.П.</i> Особенности исследования горизонтальных скважин с трещинами ГРП	22
<i>Ковязина Д.М.</i> Системный подход к планированию и проведению ГДИС на Куюмбинском месторождении	23
<i>Маслак С.Г., Листойкин Д.А., Ридель А.А.</i> Роль ГДИС на этапах проектирования разработки месторождений	25
<i>Черных И.А., Злобин А.А.</i> Применение оптико-волоконных технологий на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	26
<i>Королёв К.Б., Котежеков В.С., Сорокин К.С., Караченцев В.В.</i> Анализ взаимовлияния скважин по промысловым данным ЗАО «Ванкорнефть»	27
<i>Ким В.Ю.</i> Некоторые подходы при интерпретации гидропрослушивания	39
<i>Келлер Ю.А., Усков А.А., Кишин В.Т., Чиргун А.С.</i> Применение трассерных исследований для изучения фильтрационных потоков на месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз»	46

<i>Кравец М.З.</i> Особенности интерпретации исследования непреливающихся скважин (slug-test) на базе решения Ramey при заданной начальной депрессии	49
<i>Мусин Р.А., Драчко М.В., Сорокин К.С., Караченцев В.В.</i> Определение профиля притока по данным перманентных систем контроля в горизонтальных скважинах Верхнечонского НГКМ	52
<i>Горлач А.Ю., Колягин А.Г., Барышников А.В., Стуков С.П., Тимохович Ю.И.</i> Планирование и интерпретация ГДИС на нефтяных скважинах с высоким газовым фактором	56
<i>Волков А.Н., Юнусова Л.В., Галкина М.В.</i> Обоснование комплекса промысловых исследований нагнетательных и добывающих скважин Вуктыльского НГКМ при закачке в пласт неравновесного газа	57
<i>Сваровская М.Г., Семикин Д.А.</i> Уточнение геологических представлений как инструмент снижения неопределённости прогноза добычи	60
<i>Кричевский В.М., Гуляев Д.Н., Вафина Т.Г.</i> Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов: «Где наша нефть?»	64
<i>Силкина Т.Н., Молодых П.В., Мегалов А.Ю., Кузнецов А.В., Терентьев А.А.</i> Решение задач мониторинга разработки месторождений с использованием комплекса промысловых исследований скважин	68
<i>Сорокин К.С., Чугунов А.Г.</i> ПО SIAM ATOM: построение карт изобар на основе материального баланса с автоадаптацией исходных данных	71
<i>Мироненко А.А., Шаяхметов Р.А.</i> Оптимизация системы разработки месторождений на завершающей стадии в условиях клиноформенного строения на примере пласта БС ₁₀ Мамонтовского месторождения	74
<i>Габнасыров А.В.</i> Прогнозирование направления ГРП на основе оценки напряженно-деформированного состояния горных пород	75
<i>Жабаков Н.С., Никуленко Е.Ю.</i> Особенности разработки месторождений Ащисай	81
<i>Смирнов А.Е.</i> Метод количественной оценки эффективности нагнетательной скважины при наличии заколонных перетоков с использованием нестационарного уравнения теплопереноса на основе данных термометрии и валидации методами ГДИС	86
<i>Смоленцев Е.И.</i> Метод интеграции данных сейсмических исследований, скважинных микросканеров, ГДИС и ПГИ с целью прогноза проницаемости кавернозно-трещиноватого карбонатного рифейского коллектора	87
<i>Келлер Ю.А., Усков А.А., Ледовских Д.Н.</i> Применение сетей Кохонена для улучшения предсказания на основе нейронных сетей ожидаемой эффективности потокоотклоняющих технологий на Горбуновском месторождении ОАО «Самаранефтегаз»	91
<i>Мешков В.М., Ключин С.С., Дорофеев А.В.</i> Оптимизация работы скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые коллекторы	95
<i>Бабушкин И.П., Якин М.В.</i> Анализ работы систем непрерывного геофизического контроля в процессе добычи нефти	97

Научное издание

МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ:
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

*Материалы 13-й Международной
научно-технической конференции
14–16 мая 2014 г.*

Редактор В.Г. Лихачева
Компьютерная вёрстка Г.П. Орлова

Подписано в печать 16.10.2014 г.
Формат 60х84¹/₁₆. Бумага офсетная №1. Печать офсетная.
Печ. л. 6,5; усл. печ. л. 5,9; уч.-изд. л. 5,7. Тираж 100 экз. Заказ

ОАО «Издательство ТГУ», 634029, г. Томск, ул. Никитина, 4
ООО «Интегральный переплет», 634040, г. Томск, ул. Высоцкого, 28, стр. 1