

РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ УТОЧНЕНИЯ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Хагай Д.Э., Хагай Е.С.

Научный руководитель доцент В.С. Рукавишников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По оценкам специалистов, добыча нефти и газа в 30–40-х гг. XXI века «выйдет на полку», а дальше начнет падать. В связи с этим нефтегазодобывающие компании России будут вынуждены дополнительно вводить в разработку новые месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Разработка таких месторождений требует оперативного мониторинга уточнения геологического строения залежей и их фильтрационно-емкостных свойств. Одним из наиболее достоверных источников такой информации являются гидродинамические исследования (ГДИ) скважин [1]. Однако, использование традиционных методов для мониторинга гидродинамических параметров не обеспечивает необходимую оперативность получения данных, что существенно сказывается на качестве оперативности решений разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) и, как следствие, на успешности инвестиционных решений. В этой связи, необходимо переходить от традиционных ГДИ на автоматизированный контроль эксплуатации скважин.

Идея автоматизации контроля и обработки данных ГДИ скважин зародилась достаточно давно. Например, развиваемая с 2008 г. в ООО «Салым Петролеум Девелопмент» технология «smart wells» – цифровой «умной скважины», позволяет обрабатывать данные со скважины в режиме реального времени. В работах (Еремина Н. А.) приведены основные характеристики и особенности «умного месторождения» как на суше, так и на море. Работы в направлении интерпретации данных сосредотачивались на применении разнообразных методов нелинейной регрессии для адаптации ГДИС (Homoky and Koderitz, 1985; Abbaszadeh and Kamal, 1988). Важно отметить, что в крупных нефтегазодобывающих компаниях России фактически произошел переход значительного числа активов в категорию «умная скважина». Однако, в последние годы при разработке месторождений с ТРИЗ стали массово буриться горизонтальные скважины с многостадийными гидроразрывами пластов, компании снова столкнулись с новыми вызовами [2]. Сегодня перед ними стоит сложная задача, требующая оперативного учета УВС в месторождениях с ТРИЗ.

В данной работе предлагается концепция реализации автоматизированной системы удаленного «online» мониторинга параметров скважины, описывается отечественная система дистанционного контроля с модулем адаптивной идентификации данных ГДИ скважин, которая позволит осуществлять более эффективную нефтедобычу в месторождениях с ТРИЗ, снизить внеплановые простои и потери по добычи нефти, а также минимизировать риски, такие как человеческий фактор.

В основу системы легли теоретические исследования и практические наработки в области ГДИ скважин, оптимизации, линейной алгебры, а также современные исследования системного анализа. Основой алгоритма адаптивной интерпретации, описанной в работах [3] является интегрированная система модели КВД радиального потока, с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информацией и экспертных оценок радиальной проницаемости. Реализацию автоматизации производственного процесса проведения ГДИ скважин можно разбить на несколько последовательных этапов: оснащение скважины, месторождения аппаратно-программным комплексом дистанционного мониторинга, поиск кандидатов для проведения ГДИ скважин, организация передачи данных в режиме реального времени, завершение и интерпретация ГДИ скважин. Каждый этап требует методикоалгоритмической проработки для всех видов исследований.

Система дистанционного контроля (СДК) состоит из скважинного контрольно-измерительного комплекса зондового типа, блока передачи данных в режиме реального времени, модуля накопления и хранения данных, специализированного серверного и клиентского программного обеспечения, для комплексной обработки и вывода информации.

Комплекс работ определяется исходя из текущего состояния объектов разработки, выбранных скважин их состояния по фонду и комплектации погружным и устьевым оборудованием и состоит из проведения работ по монтажу оборудования на скважинах, организации передачи данных в режиме реального времени, получения информации по работе скважины конечным пользователем, проведение гидродинамических исследований и обслуживание данных систем.



Рис. 1. Состав оборудования системы дистанционного контроля

СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Результаты измерения записываются в энергозависимую память в виде кодов или истинных значений давления и температуры. Полученные исследовательские данные могут быть отображены на мониторе компьютера и выведены на принтере в виде таблицы или графика в полной версии или в виде детализированных фрагментов.

Передача полученных измерений осуществляется в специализированные пакеты программного обеспечения, которые эксплуатируются в двух режимах: в режиме реального времени (время отклика не более 5с) и в режиме накопления до 406000 измерений. Идентификацию и интерпретацию данных можно разделить по группам (рисунок 2). Реализация предлагаемой системы осуществляется на базе собственного программного продукта «Well Test Diagnostics» и программного обеспечения от «kappa workstation».

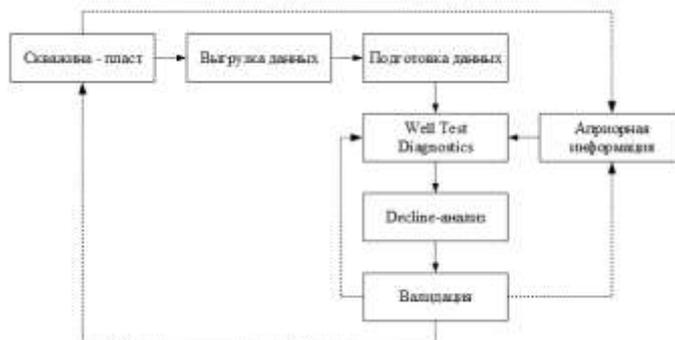


Рис. 2. Схема организации работ при обработке данных добычи

На первом этапе производится автоматическая выгрузка данных с системы СДК кривых забойного давления. Выгруженные данные автоматически обрабатываются и приводятся к нужному формату. Априорная информация учитывается для повышения устойчивости результатов и ограничения на ряд выдаваемых показателей. В процессе работы модуль «Well Test Diagnostics» производит автоматическое моделирование, идентификацию и определение гидродинамических параметров в режиме нормальной эксплуатации скважины, а также определение время завершения исследования во время кривой восстановления давления КВД. На завершающем этапе инженер интерпретатор выполняет валидацию полученных результатов и в случае достоверности сохраняет в базу данных.

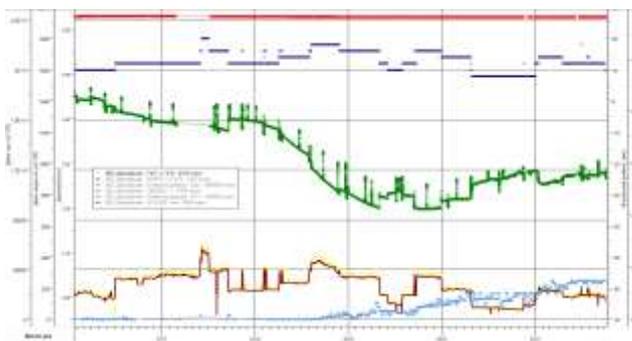


Рис. 3. входные данные P и Q

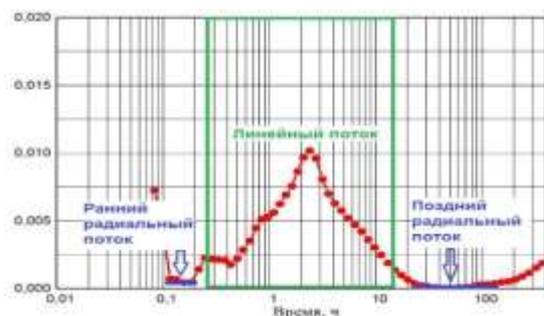


Рис. 4. Диагностический график выделения потоков

Для оценки достоверности полученных данных было выполнено сравнение результатов обработки КВД в программе «Well Test Diagnostics» и «Saphir». Основные полученные параметры интерпретации представлены в таблице.

Таблица

Результаты обработки данных КВД горизонтальной скважины

Метод интерпретации	Проницаемость, мД	Скин-фактор	Гидропроводность, Д*см/спз	Пьезопроводность, см ² /с
Well Test Diagnostics	0,71	-4,67	224,17	26,44
Saphir	0,68	-4,74	221,19	26,21

Прогресс в области измерительных устройств, технологических разработок и вычислительных ресурсов на сегодняшний день дает возможность внедрять системы для автоматизации трудоемких процессов, которые требуют специализированного анализа и оценок. При обработке данных ГДИС, полностью заменить человеческий интеллект алгоритмами пока что невозможно. Однако, выполнение стандартных задач может и должно быть автоматизировано.

Данная работа показывает, что наша схема организации работ в процессе ГДИ позволяет сократить трудозатраты на контроль и обработку данных, значительно повысить точность определения оценок параметров

пласта и скважины, выделять фильтрационные потоки с одновременной оценкой параметров пласта и скважины в процессе проведения ГДИ, сократить время исследования скважин.

Литература

1. Антропов В. Ф. и др. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Руководящий документ. – РД 153-39.0-109-01.–М.: Наука, 2002.–75 с, 2002.
2. Ипатов А. И. Проблемы информационного обеспечения горизонтальных эксплуатационных скважин в эпоху «цифровой трансформации» // Научный журнал Российского газового общества. – 2020. – № 4. – С. 12-19.
3. Сергеев В. Л., Хоанг Д. В., Хагай Д. Э. Модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков в процессе испытаний горизонтальных скважин // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2019. – Т. 22. – № 2. – С. 90-95.

ВЛИЯНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ НА КОЛИЧЕСТВО АДсорБИРОВАННОГО ПАВ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Хаюзкин А.С.

Научный руководитель доцент Т.Р. Закиров
 Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

В данной работе исследуется проблема динамической адсорбции водорастворимого ПАВ при заводнении нефтенасыщенных пористых сред, или, другими словами, при двухфазном несмешивающемся вытеснении, которое существенно сложнее по сравнению с однофазными потоками.

В этой работе изучено влияние вязкости нефти на количество адсорбированного ПАВ в пористых средах с различными коэффициентами беспорядка. Численное моделирование выполнено для девяти вязкостей нефти в диапазоне от $1.5 \cdot 10^{-6}$ (легкая) до $100 \cdot 10^{-6}$ (тяжелая) м²/с и для десяти значений $I_V=(0.01-0.15)$ (коэффициент беспорядочности, характеризующий неоднородность порового пространства, всего 90 численных экспериментов). Для таких условий соотношение вязкостей вода-нефть $\log_{10}M$ находится в диапазоне от -2 до -0.17 . Рассмотрены два случая: вытеснение в режимах глубокого дренажа и глубокого пропитывания.

Режим глубокого дренажа. Результаты были получены при угле смачивания $\theta=30^\circ$. На рисунке 1 показана серия кривых динамической адсорбции для высокого значения $I_V=0.15$. Можно выделить следующие тенденции. Во-первых, коэффициент вязкости влияет на динамику адсорбции только при поровых объемах PV закачиваемой воды больше 0.35, тогда как при $PV<0.35$ адсорбция не зависит от M , о чем свидетельствуют совпадающие кривые. Во-вторых, при $PV>0.35$ увеличение вязкости нефти способствует подавлению динамической адсорбции и адсорбированного количества в установившемся режиме. Эффект можно считать значительным: увеличение вязкости нефти от минимального до максимального значения приводит к снижению адсорбированного количества на 40 % (с 7.65 до 5.5 мг/г).

Для анализа выявленных тенденций обратимся к динамике длины межфазного контакта ПАВ-адсорбент (LFS), представленной на рисунке 2а. Согласно представленным данным, при $PV<0.35$ вязкость нефти не влияет на динамику LFS, что объясняет независимость динамической адсорбции от соотношения вязкостей на рисунке 1.

Было обнаружено, что вязкость нефти сильно влияет на время прорыва ПАВ. При $\log_{10}M = -0.17$ ПАВ начинает вытекать, когда насыщенность водной фазы, обозначаемая как S_w и равная PV закачиваемой воды до прорыва, равна 0.5, а при $\log_{10}M = -2$, S_w падает до 0.24. Значительное влияние коэффициента вязкости на L^{FS} было обнаружено сразу после прорыва поверхностно-активного вещества. Как показано на рисунке 2а, увеличение вязкости нефти, во-первых, подавляет динамику L^{FS} , а во-вторых, способствует снижению L^{FS} в установившемся режиме. Можно констатировать, что поведение кривых L^{FS} после прорыва ПАВ определяет динамику адсорбции на рисунке 1.

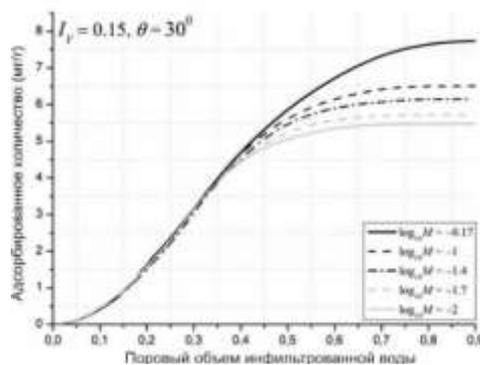


Рис. 1. Влияние соотношения вязкостей на динамические кривые адсорбции в высокогетерогенной структуре ($I_V = 0.15$) в режиме глубокого дренажа ($\theta = 30^\circ$)