

ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ И ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ ПОСРЕДСТВОМ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Введение

Современные гидродинамические методы исследования скважин дают возможность оценивать фильтрационные параметры пластов, величины забойных и пластовых давлений, коэффициентов продуктивности. По приведенным данным осуществляются процессы добычи нефти, составляются технологические проекты разработки и приводится анализ текущего состояния разработки месторождений.

ОАО «Татнефтегеофизика» («ТНГФ») накоплен достаточно богатый опыт в области гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Тем не менее, «ТНГФ» не останавливается на достигнутом. В настоящее время продолжается поиск новых методов ГДИС и подходов к решению гидродинамических задач.

Альметьевское управление геофизических работ (АУГР) с 70-х годов проводит гидродинамические исследования скважин испытателями на трубах (КИИ). Обработка полученных данных проводилась практически вручную. В 1999 г. вводится новый метод ГДИС – свабирование. Временные затраты на исследования резко сокращаются, для обработки результатов появляются различные программные обеспечения: «Гидрозонд»-Уфа (фирма «ГеоТЭК»), «Интерпретатор-М»- ОАО ВНИПМорнефтегаз, «Geotex. in»- Нефтекамск (фирма «Geotex») и др. В 2001 г. для геофизических исследований скважин введено устройство эжекторное (УЭГИС). Объем ГДИС с 2001 г. возрос, но в настоящее время ввиду понижения цен на нефть несколько уменьшился.

Основные виды гидродинамических исследований

КИИ с упором на забой в скважину спускаются полые трубы с клапаном (НКТ или бурильные). Трубки или сухие, или наполовину заполнены водой. Между интервалом перфорации и запорно-поворотным клапаном (ЗПК) устанавливают пакер. В трубы спускают два манометра. Первый располагают в фильтре (нижняя часть трубок с отверстиями). Он предназначен для записи кривой восстановления давления (КВД). Второй манометр оставляют над клапаном для контроля притока. При вращении трубок ЗПК открывается. Манометры фиксируют кривую притока. Через определенное время трубки снова поворачивают, при этом клапан закрывается. Манометры оставляют в трубах. Устье скважины закрывают на несколько дней для записи КВД.

В результате получают две кривые (с нижнего и верхнего манометров). Начальная часть записи (при закрытом клапане) идентична и называется периодом притока. По этому участку кривой, зная величину столба нефти и воды в трубах, определяют объем жидкости. Полученное значение используется при обработке КВД. Запись при закрытом устье на двух манометрах различна. На первом давление с течением времени возрастает, а на втором, если пакер и клапан не пропускают, остается постоянным.

Обработка результатов КИИ проводится вручную или программным комплексом «Интерпретатор-М».

Свабирование производят с целью освоения скважины, понижения уровня жидкости в скважине или только в НКТ, если установлен пакер. Контроль процесса свабирования ведется датчиком, который располагают над свабом и подсоединяют к кабелю. Свабирующее устройство погружается ниже уровня жидкости в НКТ не более чем на 300-330 м. Подъем сваба выполняют без остановок на максимально

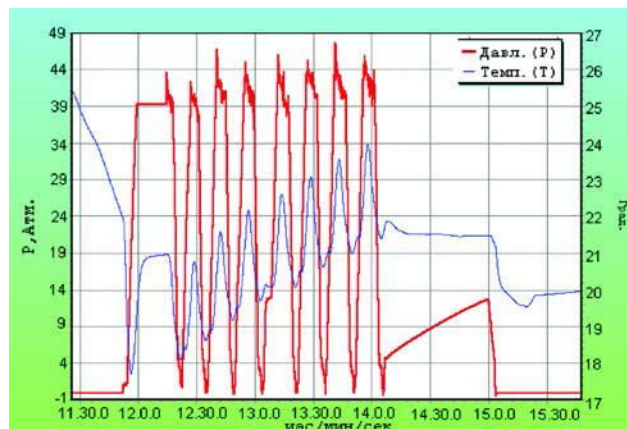


Рис. 1. Гидродинамические исследования в скважинах.

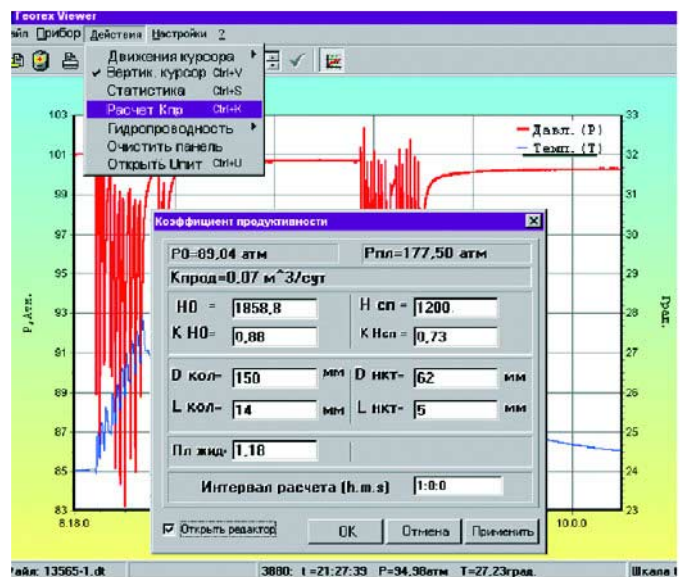


Рис. 2. Программа «Geotex. in».

возможной скорости (не менее 3500 м/час). Отбор жидкости происходит за счет манжетов, которые прикреплены к нижней части груза. Манометры устанавливаются на якорь, извлекаемый и опускаемый с помощью геофизического кабеля. Для замера КВД прибор оставляют в НКТ на стоп-кольце, и устье скважины закрывают (не менее чем на сутки). При открытом устье регистрируется КП (стоянка 1 час), причем манометр находится на свабе, рис. 1.

УЭГИС позволяет: • снизить забойное давление и вызвать приток из пласта; • воздействовать на пласт циклическими перепадами давлений; • проводить многоцикловые ГДИС от меньших депрессий к большим с регистрацией забойного давления манометрами; • воздействовать на пласт малогабаритными приборами (акустическими излучателями, нагревателями и т.п.) в режимах депрессии или нагнетания.

УЭГИС состоит из корпуса и набора вставок (депрессионной, опрессовочной и вставки КВД). Корпус спускают в скважину и доставляют в него вставку и герметизирующий узел, подвижно установленный на кабеле. Под устройством устанавливается пакер. Манометр располагают в интервале исследуемого пласта.

Насосными агрегатами, расположенными на поверхности, в НКТ нагнетают рабочую жидкость (воду, солевой раствор, раствор ПВА). В результате в зоне продуктивного горизонта создается заданное снижение гидростатического давления, контролируемое по каналу манометра и регулируемое давлением нагнетания рабочей жидкости. После прекращения подачи рабочей жидкости по всему стволу скважины восстанавливается нормальное гидростатическое давление.

Преимуществом УЭГИС является оперативная оценка фильтрационных характеристик пласта на стадии освоения. Фильтрационные параметры (гидропроводность и скин-фактор) и продуктивные характеристики пласта по замерам КВД определяются программами “Гидрозонд”, “Интерпретатор-М” и методом совмещения.

Обрабатывающие комплексы

“Гидрозонд-3” Для обработки КВД система предлагает 3 методики:

1. По конечному участку.
2. По Хорнеру для однородного пласта.
3. По Хорнеру для неоднородного пласта.

1. В данной методике используется формула для забойного давления после остановки длительное время проработавшей скважины с постоянным дебитом.

Алгоритм ”по конечному участку в координатах DR- lgt ”: • исходная кривая изменения давления (P , атм; t , мин) с целью ее линеаризации перестраивается в полулогарифмических координатах $SP-P_0S, lg(t-t_0, \text{мин})$; • полученный график визуально анализируется; если нет конечного прямолинейного участка обработка прерывается, иначе выделяется интервал для аппроксимации прямой; • через точки выделенного участка методом наименьших квадратов проводится аппроксимирующая прямая; • вычисляются гидропроводность пласта и отношение пьезопроводности к квадрату приведенного радиуса. Далее, в зависимости от наличия дополнительных данных в базе, вычисляются приведенные величины: пьезопроводность, приведенный радиус скважины, скин-фактор.

2. КВД обрабатывается по Хорнеру, если период работы скважины соизмерим с продолжительностью восстановления давления. По модели однородного пласта определяется пластовое давление и гидропроводность удаленной зоны пласта. Для их определения должны быть заданы дебит жидкости до остановки, время работы скважины с этим дебитом до остановки. По модели неоднородного пласта помимо пластового давления определяется гидропроводность пласта и призабойной зоны, радиус призабойной зоны. При обработке также учитывается сжатие жидкости в подпакерном объеме.

Система “Гидрозонд-3” включает алгоритмы обработки кривых притока и уровней. В системе реализован принцип, согласно которому ЭВМ отводится роль помощника для выполнения работы по вычислениям, перестроению кривых, а решение в ответственные моменты выбора (интервалов для обработки, методики обработки, способа усреднения и т.п.) принимает интерпретатор.

“Geotex. in” программа предназначена для визуализации и простейших расчетов данных, полученными автономными цифровыми манометрами (рис. 2). Программа работает под Windows 95/98..., NT. Алгоритм расчета параметров (гидропроводности, коэффициента продуктивности) был взят из работы Р.Х. Алмаева и др. (2000).

“Интерпретатор-М”. Программное средство предназначено для работы под управлением операционной системы Windows 95/98/2000. Предусмотрен ввод данных для КВД и кривой падения давления (КПД) для дистанционных и автономных манометров.

Система позволяет диагностировать четыре фильтрационные модели (наименования условны): однородный пласт, зонально-неоднородный пласт с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны, трещиновато-пористый пласт, пласт с тектоническими и литологическими нарушениями. Наряду с традиционным методом “касательных” обработки КВД в методике был широко использован интегральный метод детерминированных моментов.

Разработанная методика и программное обеспечение позволяет существенно увеличить выход полезной информации без увеличения стоимости промысловых исследовательских работ. При этом оцениваются особенности зоны дренирования скважины, в частности, диагностируется состояние призабойной зоны, выявляются границы пласта и трещиноватость.

Метод совмещения. Данная методика разрабатывается для обработки КВД полученной при УЭГИС. В этой постановке задачи учитывается зональная неоднородность продуктивности пласта, имеющей в основе причину техногенного характера. В общем случае решение поставленной задачи сводится к решению уравнения пьезопроводности в плоскорадиальном пласте. Данный метод основан на совмещении решений прямой задачи с фактическими замерами забойных давлений и притока.

Заключение

В настоящее время АУГР из гидродинамических исследований проводит УЭГИС и свабирование. Для обработки кривых притока используется программа “Гидрозонд-3”, реже “Интерпретатор-М”, а для вывода исходных КП “Geotex. in”. Рассмотренные программные обеспечения имеют преимущества и недостатки. Одни ак-

В.Б. Попов

Геологический консультационный центр "Гекон", г. Москва
geconmsk@gecon.ru

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КАЧЕСТВА ЗАПАСОВ НА РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Неоднородность пространственного распределения качественных характеристик и технологических параметров минерально-сырьевой базы углеводородного сырья (МСБ УВС) способна оказать существенное влияние на экономическую эффективность инвестиций, как в освоение отдельных объектов (месторождений), так и оцениваемых территорий в целом (районы, субъекты федерации, федеральные округа). Анализ качественных характеристик является одной из основных целей анализа МСБ УВС (Григорьев и др., 2002).

В российской практике составления технико-экономической документации на освоение нефтяных месторождений, проведения геолого-экономических оценок МСБ УВС и т.д. добытая продукция (углеводороды) рассматриваются в отрыве от их уникальных качественных характеристик. Таким образом, происходит некорректный учет как затрат на освоение природного ресурса, так и выгод, которые могут быть получены от реализации произведенной продукции. Затраты и выгоды по проекту (или выручка от реализации продукции) оцениваются для некой осредненной нефти, которая, вероятно, не будет иметь ничего общего по своим характеристикам, качественному составу и т.д. с той нефтью, которая будет добыта при разработке месторождения. Подобная оценка средней нефти довольно распространена в российской практике экономических оценок минерально-сырьевой базы УВС.

Нефти Республики Татарстан в значительной степени дифференцируются по признакам качества запасов. Показатели качества запасов – плотность и содержание серы – колеблются (по объектам разработки) в пределах от 0.809 г/куб. см для воробьевского горизонта Тат-Кандызского месторождения до 0.998 г/куб. см для верейского горизонта Владимировского м-ия и от 0.13% для воробьевского горизонта Тат-Кандызского м-я до 29.2% для турнейского яруса Глазовского м-я. Подобная неоднород-

ность должна учитываться и находить отражение в экономических оценках процесса разработки.

Реализация экономической оценки МСБ УВС возможна путем анализа таких показателей как валовая стоимость природного ресурса в недрах, внутренняя норма рентабельности (ВНР) проекта освоения природного ресурса, чистая текущая стоимость (ЧТС) проекта освоения природного ресурса и т.п. Оценка валовой стоимости ресурса в недрах представляет собой довольно простую операцию. Оценка показателей экономической эффективности несколько более сложна, и ее проведение возможно с использованием методики финансового анализа (проектный анализ). Перечисленные методические подходы обладают различной степенью точности, однако при использовании каждого из них необходим (в большей или меньшей степени) учет факторов качества запасов. В ГКЦ "Гекон" разработана принципиальная схема учета факторов качества запасов нефти, оказывающих влияние на рентабельность освоения природного ресурса – конечный результат деятельности предприятия-недропользователя (Григорьев, 2002).

В качестве критерия оценки влияния факторов качества запасов нефти целесообразно использовать относительные экономические показатели, такие как ВНР освоения ресурса или показатель удельной ЧТС на 1 тонну накопленной добычи. Их использование позволяет оценить реальное влияние качества запасов на конечный эффект от освоения ресурса вне зависимости от таких характеристик как величина запасов, площадь месторождения, и т.п., то есть появляется возможность сравнения различных (например, по крупности) месторождений.

Под определением "факторы качества запасов" принимаются любые параметры, характеризующие запасы природного ресурса (Григорьев, Попов, 2002).

Наибольший интерес представляет группа "качествен-

центрируют внимание на геологическом строении пласта, другие - на физике пласта, третьи приспособлены только к одному виду приборов. В настоящее время не существует программы, которая объединяет геологию и физику пласта, хотя, в принципе, заказчиков интересуют только три параметра: дебит, коэффициент продуктивности и пластовое давление, но, вероятно, большее приближение к реальным условиям позволит точнее произвести качественную и количественную оценку.

Литература

Алмаев Р.Х. и др. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий по результатам гидродинамических исследований. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 2000.

*Наталья Борисовна
Галютдинова*

В 2000 г. окончила геологический факультет КГУ, поступила в аспирантуру на заочное отделение. В настоящее время работает интерпретатором в

Альметьевском управлении геофизических работ.

Занимается обработкой материалов, полученных при гидродинамических исследованиях скважин.

