

УДК 622.27

ПРОБЛЕМЫ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН В ЭПОХУ «ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ»

А. И. Ипатов

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина

Сведения об авторах

Андрей Иванович Ипатов, доктор технических наук, профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина

Среди множества объектов нефтедобычи в России наличие признаков «умной скважины» и «интеллектуального месторождения» можно было видеть еще 10–15 лет назад. Однако с широким переходом нефтяных компаний от бурения вертикальных и наклонно-направленных на горизонтальные и многоствольные скважины картина кардинально изменилась не в лучшую сторону. Наблюдаемое отставание в информационном и технологическом обеспечении эксплуатации скважин с горизонтальным заканчиванием в эпоху «цифровой трансформации» фактически привело к снижению уровня интеллектуализации добычи и разработки на многих нефтяных месторождениях. Несмотря на то что, согласно анализу автора, практически половина проблем снижения производительности горизонтальных скважин может быть решена относительно простыми технологическими операциями, промышленность пока не готова реализовывать такие управляющие решения на основе диагностики промыслово-геофизического мониторинга.

Ключевые слова: умная скважина, интеллектуальное месторождение, горизонтальные эксплуатационные скважины, цифровая трансформация, промыслово-геофизические исследования, гидродинамические исследования, перманентный LWP-мониторинг (в процессе разработки месторождения), стационарные информационно-измерительные системы (СИИС).

Введение

Всем хорошо известно: чтобы успешно вылечить больного, нужно реализовать как минимум две вещи: 1) правильно диагностировать причину заболевания; 2) иметь эффективные средства для борьбы с болезнью. Система «скважина — пласт» в определенной степени такой же потенциальный объект для диагностики и лечения. Поэтому для поддержания фонда работающих скважин на нефтегазовых месторождениях геологи и промысловики вынуждены содержать службы, ведущие скважинные диагностические исследования, а также выполнять различные ремонтно-восстановительные работы.

Основными «болезнями» эксплуатационных нефтяных скважин являются такие «недуги», как: опережающее снижение продуктивности, неэффективная выработка продуктивных толщин, обводнение и прорывы газа, заколонные межпластовые перетоки, потеря герметичности обсадных колонн и цементного камня. За многие десятилетия разработки нефтегазовых месторождений в России и мире промысловые службы наработали богатый опыт по способам диагностики этих «заболеваний» на основе гидродинамических (ГДИС) и промыс-

лово-геофизических (ПГИ), межскважинных исследований, а также по их эффективному «лечению» в вертикальных (ВС) и наклонно-направленных (ННС) эксплуатационных скважинах с помощью целевых геолого-технологических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию добычи и (или) ремонт (восстановление) аварийных скважин.

Конечно, и раньше для эксплуатационных ВС и ННС с «традиционным» заканчиванием не всегда все получалось идеально в плане информационного и инструментально-технологического обеспечения. Но тем не менее система контроля разработки (КР) и мониторинга добычи (МД) к концу прошлого столетия в определенной степени достигла своего совершенства, равно как и технологии подземного и капитального ремонтов (ПРС, КРС), ремонтно-изоляционных работ (РИР). Широкий переход на высокопроизводительное насосное оборудование (ЭЦН), применение технологий гидроразрыва пласта (ГРП), а также сопровождение разработки нефтегазовых месторождений на основе построения цифровых геологических и гидродинамических моделей (ГМ и ГДМ) залежей невероятно повысили эффективность нефтегазовой отрасли на отечественных активах на рубеже XX–XXI вв.



Рис. 1. Актуальность и проблематика перехода нефтяной отрасли на систему удаленного перманентного LWP-мониторинга

В этой связи в начале нулевых годов специалисты в России с полным правом заговорили о начале эры «smart wells» и «smart fields» — цифровых «умных скважин» и «интеллектуальных месторождений». Согласно принятой в отрасли терминологии, интеллектуальные скважины — это скважины, оснащенные системами датчиков и регулирующих устройств, которые способны функционировать относительно автономно; интеллектуальное нефтегазовое месторождение — система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающая непрерывную оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей (обязательным условием функционирования такой системы является обеспечение потока данных внутрискважинных и пластовых параметров в режиме online).

В значительном секторе нефтедобычи эти признаки можно было уверенно идентифицировать уже в 2005–2010 гг.:

- скважины насосного фонда оборудовались глубинными online-телеметрическими системами (ТМС) с забойными контрольными сертифицированными датчиками давления и температуры, что позволяло на основе прямых измерений забойного давления и по циклам ГДИС удаленно оценивать не только параметры режимов работы насосного оборудования и продуктивность скважины, но еще и энергетические и фильтрационные свойства разрабатываемого пласта, в результате чего подбирались и путем удаленного регулирования частоты вращения ротора электроцентробежного насоса корректировались оптимальные режимы эксплуатации объекта «скважина — пласт»;
- по результатам широкого охвата эксплуатационного фонда скважин дистанционными системами глубинного инструментального мониторинга адаптировались цифровые постоянно действующие геолого-технологические модели месторождений (ПДГТМ), что позволяло оперативно кор-

ректировать всю систему разработки пласта (например, поблочно) — регулировать закачку воды в скважинах системы поддержания пластового давления (ППД), управлять взаимодействием скважин, снижая риски опережающего обводнения.

Системы интеллектуального мониторинга скважин

Автор по собственному опыту работы в крупных нефтяных компаниях (НК) имел возможность неоднократно публиковать результаты эффективного применения на практике «цифровых скважин и залежей» [1–4]. Уже тогда было ясно, что нефтегазовое сообщество как никогда близко к широкой «цифровой трансформации» в отрасли, что недалек день, когда мы будем готовы полностью заменить традиционные разовые диагностические исследования методами ПГИ и ГДИС на встроженные в компоновки глубинно-насосного оборудования перманентные информационно-измерительные системы стационарного мониторинга (СИИС).

Актуальность и проблематика перехода нефтяной отрасли на системы удаленного перманентного LWP-мониторинга (удаленный мониторинг в процессе разработки) приведены автором на рис. 1.

История развития и применения глубинных мониторинговых систем на основе СИИС разных типов насчитывает в нашей стране уже более полутора десятка лет. Сначала это были точечные автономные системы для ВС и ННС, затем они были заменены на СИИС с дистанционной телеметрией (в частности, для скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией (ОРЭ) нескольких нефтяных пластов), в последнее же время происходит опробование и внедрение типов СИИС, распределенных по стволу (оптоволоконные термические и акустиче-

ские системы DTS-DAS, многоточечные комплексы на основе химических трассеров и др.). Одновременно совершенствуются и традиционные системы диагностики на основе комплексов методов ПГИ и ГДИС (так как датчики в СИИС, их физическая основа и способы обработки данных все равно остались теми же самыми при основном отличии — увеличении объемов получаемой информации BIG DATA).

Постепенно «точечные» СИИС для условий ВС и ННС превращались в «многоточечные» измерительные гирлянды, функционирующие в условиях online-телеметрии. Для модифицированных дистанционных СИИС было разработано программно-методическое обеспечение, позволившее, например, в условиях ВС и ННС с ОПЭ независимо оценивать фильтрационные и энергетические параметры отдельных пластов — объектов разработки. Все это крайне важно для адаптации ГДМ (особенно если речь идет о постоянно действующих геолого-технологических моделях 3D).

Вот уже более десяти лет наиболее впечатляющим из точечных систем СИИС выглядит экономический эффект от внедрения мониторинга и управления разработкой месторождений по непрерывным записям забойного давления, получаемым с контрольных датчиков ТМС на приеме ЭЦН. В свое время пришлось потратить немало усилий, чтобы технологическая служба заменила грубые, примитивные манометры в модулях ТМС на высокочувствительные сенсоры, сертифицировала их как средства измерения и наладила автоматизированный сбор данных. Это позволило в значительной степени отказаться от специализированных ГДИС (с записью кривых восстановления давления КВД) автономными манометрами, требующих длительных остановок добывающих скважин на проведение измерений, получать более корректную информацию о забойных давлениях (по сравнению с данными, получаемыми ранее по динамическим уровням) и тем самым оптимизировать технологические режимы и подбор насосов, проводить широкий межскважинный мониторинг по взаимодействию эксплуатационных скважин, оптимизировать ряд ГТМ (например, более эффективно подбирать скважины — кандидаты под повторные ГРП).

Как уже было сказано, последние 5–6 лет новым трендом развития СИИС в стране стали распределенные оптоволоконные системы (ОВС), преимущественно адаптируемые к условиям геомониторинга в ГС. Здесь отечественными специалистами разработано как алгоритмическое обоснование для интерпретации данных непрерывного мониторинга, так и собственные ноу-хау по доставке распределенных кабель-сенсоров ОВС на забой ГС, в том числе и под ЭЦН. Однако при повсеместном использовании этих СИИС пришлось столкнуться с проблемами документирования, хранения и отбора полезной информации формата BIG DATA. Эту задачу по обработке исходной информации способны решить только системы на основе искусственного интеллекта (в отличие от аналитического функционала, где, видимо, еще очень долго необходим будет квалифицированный персонал, ибо опыт показывает, что даже применение современных цифровых термосимуляторов неспособно корректно решить задачу количественной обработки такого рода данных).

Экономически пятилетний непрерывный мониторинг ГС на основе распределенных СИИС (ОВС) стоит тех же денег, что и

проведение разового ПГИ по оценке профиля и состава притока в ГС. Однако за это время возможно изучить в динамике характер и причины перераспределения интервалов дренирования (например, изменение вкладов трещин МГРП в приток, изменения в составе притока, выявить невырабатываемые зоны пласта); в режиме online отследить интервалы прорывов газа и воды; выявить проблемы с прекращением работы части ствола ГС и тем самым дать обоснованные рекомендации по дальнейшему бурению и заканчиванию скважин на соседних участках.

Методическое сопровождение технологий стационарного геомониторинга нашло свое продолжение в научных и экспериментальных работах по моделированию термических и барометрических эффектов, на основании которых российскими инженерами были предложены интерпретационные модели и алгоритмы обработки для пока еще ограниченно вошедших в практику КР и МД инновационных средств измерения (СИИС):

- для изучения динамичных трещин авто-ГРП и ГРП [5];
- для оценки индивидуальных энергетических и фильтрационных фазовых параметров совместно вскрытых нескольких нефтяных пластов [6];
- для определения макротрещиноватости коллекторов низкой проницаемости [7];
- для оценки работающих интервалов, определения состава притока, профилей притока и приемистости в горизонтальных скважинах [8];
- для оценки эффективности вскрытия ГС с множественными трещинами гидроразрыва пласта (МГРП) [9] и др.

Однако, говоря о преимуществах мониторинговых стационарных систем в рамках оптимизации отдельных скважин, нельзя забывать и о ценности получаемого информационного обеспечения от СИИС для всего месторождения в целом — через корректную настройку ГДМ залежей и последующую адаптацию ПДГТМ. Данные прямых замеров о давлениях, скин-факторах скважин, характере межскважинного взаимодействия, фазовых проницаемостях, работающих и обводненных толщинах зачастую совершенно противоречат тому, что специалисты-разработчики имеют в своих цифровых моделях, не сверенных с результатами текущих ГДИС, ПГИ и СИИС-мониторинга.

О том, что по данным, полученным с дистанционных измерительных систем долговременного стационарного мониторинга в эксплуатационных ВС и ННС, можно эффективно изучать динамику выработки пластов, обосновывать эффективные управляющие решения, говорят такие факты, как ежегодно фиксируемые на объектах ПАО «Газпром нефть» экономические эффекты в 2,3 млрд руб. с дополнительной добычей нефти в 880 тыс. тонн только по одному Южно-Приобскому месторождению [10]. Собственно, указанный эффект — это совокупность мероприятий по оптимизации режимов работы ЭЦН в добывающих скважинах, по проведенным повторным рефрактам, по целевым мероприятиям «точечного» регулирования системы ППД (управление длинами трещин авто-ГРП), а также от снижения потерь добычи на проведение ГДИС по старым технологиям (замена регистрации КВД на не требующие длительного простоя добывающих скважин кривые стабилизации давления КСД и частично кривые восстановления уровней — КВУ [4, 11]).

Особенности LWP-мониторинга в условиях горизонтального заканчивания

Однако, несмотря на фактически состоявшийся в конце нулевых годов переход в крупных отечественных нефтяных компаниях значительного числа активов нефтедобычи в категорию «smart» (хотя многие специалисты, занимающиеся «цифровой трансформацией», тогда этого даже не осознали), с началом широкого бурения и оборудования в нашей стране вместо ВС и ННС скважин горизонтального типа ГС (особенно с заканчиванием многостадийным гидроразрывом пласта — МГРП или с многоствольным заканчиванием — МГС) мы опять оказались вдали от горизонта «smart wells»...

Причина этих «шагов назад» достаточно тривиальна: объекты строительства ГС и МГС оказались настолько сложны в своем высокотехнологичном заканчивании, что не только способы скважинной диагностики, но и сам технологический «базис» разработки (технологическое обеспечение по управлению процессами добычи и ремонтами) не смогли удовлетворить требованиям концепции «smart wells». Одновременно со строительством высокотехнологичных ГС и МГС усложнились задачи и условия для проведения измерений. Это объективно снизило информативность диагностических исследований (особенно ПГИ), создало проблемы для обоснования и реализации управляющих решений по оптимизации и ремонтам скважин.

Несмотря на то что горизонтальный тип заканчивания для большинства НК уже стал повседневной обыденностью (в отдельных добывающих компаниях бурение ГС практически полностью вытеснило строительство ВС и ННС), уверенно диагностировать их «болячки», а тем более «лечить» мы, к сожалению, так и не научились... Парадокс, но в тематиках по созданию «smart wells» и «smart fields» отечественная нефтянка сейчас из-за перехода на виды заканчивания ГС намного дальше, чем мы были еще 5–10 лет назад.

В результате, например, приходится констатировать такой неутешительный факт, как многократное снижение объемов промыслово-геофизических исследований в ГС: во-первых, это связано с трудностями и высокой стоимостью доставки приборов в протяженные стволы ГС (привычными стали километровые стволы!). Во-вторых, объективно изучать в таких скважинах профили фазовых притоков стало на порядок сложнее и, соответственно, менее надежно. В-третьих, довелось довод разработчиков: «А зачем их исследовать, если даже при успешной диагностике мы все равно ничего не можем исправить в работе таких скважин? Их легче перебурить, чем отремонтировать...»

К примеру: по всем объектам одной нефтяной компании ежегодный охват разовыми комплексными ПГИ (задача — оценка профиля и состава притока) составляет порядка 50 скважин (что примерно на порядок ниже охвата, обозначенного требованиями действующих руководящих документов Федерального агентства по недропользованию [12], однако и требования эти были задокументированы аж в 2001 г., когда в нашей стране не было четкого понимания особенностей исследований ГС); предполагаю, что аналогичная картина с охватом ПГИ для ГС типична и для большинства других отечественных НК.

При среднем годовом охвате комплексами ПГИ объектов ГС и ГС с МГРП на уровне 50 исследований в год в указанной НК в 2019 г. была сделана попытка довести это число хотя бы до 100. Результатом проведенного «эксперимента» (в 2020 г. снова произошел «откат» по охвату диагностическими исследованиями) стало: из 96 проведенных исследований (21 в нагнетательных и 75 в добывающих скважинах) 77 были признаны информативными (16 и 61 по типам объектов соответственно), что составляет 82% от общего числа; из них количественную обработку профилей притока/приемистости удалось выполнить в 60% исследованных нагнетательных скважин (11) и 35% добывающих (22). Таким образом, 1/3 комплексов промыслово-геофизических исследований были полностью эффективными (с корректными количественными оценками профилей и состава притока), еще 49% признаны эффективными на качественном уровне (задачи были решены, но без получения количественных распределений профилей), 18% — с низкой информативностью (задачи остались нерешенными, это фактически процент риска при проведении ПГИ в ГС). Данная статистика в целом объективна и для других объектов нефтедобычи в Российской Федерации (по крайней мере для нефтяных месторождений Западной Сибири).

Если для трети выполняемых в ГС комплексах ПГИ в процессе контроля разработки месторождений удастся получать вполне информативные результаты с обоснованием конкретных корректирующих мероприятий по дальнейшей эксплуатации скважин, то значит, в этих скважинах возможно оперативное решение задач по водо- и газоизоляции, по точечному (в отдельных стадиях) проведению повторных ГРП, по ремонту негерметичных элементов хвостовиков заканчивания, наконец, по выравниванию профилей притока и приемистости вдоль ствола ГС. Но, к сожалению, по факту это далеко не так: эффективных управляющих решений на промыслах к настоящему времени никто не реализовал...

Таким образом, для объектов ГС сейчас фактически нет на вооружении апробированных экономичных технологий РИР, интенсификации добычи и выравнивания профилей притока и приемистости. Вначале был оптимизм, что должны помочь широко разрекламированные системы «умного» заканчивания на основе устройств контроля притока (УКП, ICD), но экономичных УКП с дистанционным гидравлическим или электрическим приводом по управлению мандрелями (портами) так и не появилось в промышленности, а более простые системы с управлением спускаемыми на забой манипуляторами не оправдали себя: в нужный момент механические системы перекрытия мандрелей не срабатывали из-за того, что подвижные части этих механизмов ржавели или забивались твердым осадком. В результате, когда требовалось заблокировать «проблемную» стадию ГС (например, после обнаружения прорыва воды или газа по ПГИ или по результатам дистанционного мониторинга), реализовать данное управляющее решение у промышленников не получалось. К тому же, как показала практика выполнения исследований методом спектральной шумометрии в ГС (где были установлены типовые компоновки заканчивания с пакерами, разделяющими ствол на отдельные стадии), значительная часть разделяющих набухающих пакеров со временем теряет свою герметичность, в результате чего выборочное отключение интервалов и стадий оказывается невозможным.

Таким образом, многие НК, увлекшись повальным строительством высокотехнологичных ГС, соревнуясь между собой в протяженности и количестве горизонтальных стволов, а также в количестве стадий МГРП, вынуждены теперь констатировать, что из-за несвоевременной технологической проработки систем управления и оптимизации работы таких объектов они не могут получить должной отдачи от объектов ГС (ГС с МГРП, МГС) и тем самым обеспечить не только плановые экономические показатели, но и показатели по выработке углеводородного сырья (УВС) проектным фондом скважин.

Конечно, я немного утрирую, но в каждой шутке есть доля... шутки. Определенные успехи и прогресс в рассматриваемых здесь процессах, конечно, имеются: в рамках уже упоминавшейся выше концепции «цифровой трансформации» для ГС в ряде НК реализовываются целевые технологические проекты. В частности, идут работы над созданием дистанционных распределенных систем долговременного мониторинга (например, на основе оптоволоконных систем термического DTS и акустического DAS-мониторинга [4,13]), индикаторных и других типов точечно-распределенных СИИС. Сервисные организации (особенно частные) вообще достаточно гибкие структуры, быстро реагирующие на вызовы. Зачастую у них уже есть готовые технологические решения, необходимость применения которых в отрасли будет осознана лишь через годы...

Опыт автора по результатам анализов выявленных причин нарушений при эксплуатации ГС говорит о следующей неутешительной статистике:

- а) примерно 30% таких нарушений с прогрессирующим падением продуктивности скважин обязаны банальному засорению стволов проппантом или песком (обычно из-за характерных вывалов твердого осадка в первую очередь страдают притоки из «носка» и серединной части ствола ГС)¹;
- б) до 20% причин потери производительности скважин, как правило, связано со штуцерованием потоков в так называемых «сифонах» — локальных прогибах траекторий горизонтальных стволов, заполняемых водой; «сифонное» штуцерование в наибольшей степени проявляется после снижения депрессии на начальной стадии обводнения скважины (со временем это может стать причиной полной остановки работы носочной и серединной частей ГС);
- в) 30% снижения дебитов в ГС можно смело отнести к проблемам с трещинами ГРП (при заканчивании с многостадийным МГРП). Помимо «стопов» и естественной деградации трещин (особенно при создании SRV — разветвленной системы трещин «искусственного коллектора»), это еще и неудачное расположение портов в дизайнах ГС, а также неудачная технология заканчивания (в результате имеет место быстрое снижение уровня добычи, отсутствие начальных притоков из отдельных стадий и т. п.);

г) только 15% неудач при эксплуатации ГС следует списать на преждевременные прорывы воды (газа), происходящие по трещинам ГРП и (или) авто-ГРП, а также по высокопротяженным трещиноватым прослоям, которые не были своевременно диагностированы и учтены при строительстве и заканчивании эксплуатационных скважин [14,15];

д) наконец, примерно 5% прорывов воды и газа связаны с ошибками в навигации бурения ГС, когда ствол скважины непреднамеренно проходит в непосредственной близости от границ пласта или рядом с газо- или водонефтяными контактами.

Отметим, что диагностирование причин по пп. «а» и «б» (в сумме 50%) — это все потери производительности скважин, которые можно относительно легко устранить (ведь речь идет не о полномасштабном КРС, а о своего рода «уборке» в «замусоренном» стволе). Если бы у сервисов имелись эффективные средства по шламоудалению из ГС (способ промывки обычно неприменим из-за пагубного воздействия репрессии на продуктивный пласт, особенно при сниженном пластовом давлении), то эти скважины можно было бы легко «реанимировать» — вернуть на начальные уровни продуктивности. Остальные 50% негатива в работе ГС — это, как правило, следствие просчетов в обосновании дизайнов скважин и дизайнов МГРП, недостаточная степень геолого-гидродинамического обоснования моделей залежей (за которыми на самом деле стоят игнорирование или некомпетентность в диагностике при контроле разработки, неоправданное упрощение комплексов геофизических исследований открытого ствола, пренебрежение бурением пилотных стволов и т. п.).

В последние годы во многих НК делается ставка на развитие средств «виртуального» анализа месторождений преимущественно математическими способами, из-за чего в первую очередь страдает инструментальное обеспечение петрофизических, геофизических и промысловых исследований, снижается наполнение комплексов ГИС в открытом и закрытом стволах. К сожалению, далеко не все измерения пока еще можно заменить с помощью математического моделирования или машинного обучения и искусственного интеллекта (ИИ), да и вообще этот подход чреват — сами мы ведь не ляжем под нож хирурга, пока нам не сделают нужное количество анализов, УЗИ, МРТ, КТ... А вот для пласта и скважины это почему-то становится нормой, более того, некоторые наивно считают, что только таким чудесным образом и будет в ближайшем будущем достигаться эффективность разработки месторождений.

Имеющиеся осложнения при разработке нефтяных пластов горизонтальными скважинами

Но что же в остатке от инноваций в ГС? Итак, мы теперь бурим множество высокотехнологичных скважин с горизонтальным заканчиванием, применяем интеллектуальные методы анализа, но при этом бессильны в реализации элементарных управляющих решений. Казалось бы, что проще — очистить ствол ГС от накопившейся в нем твердой фракции. Но задача почему-то выглядит неподъемной для внедрения в нашей промышленности, хотя специалистами предлагается множество оригинальных решений.

Безусловно, сложившаяся «патовая» ситуация с эксплуатацией фонда ГС — следствие просчетов в развитии технологического обеспечения ГС, в медлительности наших НК и отраслевых ведомств, ко всему увлекшихся решением проблем на базе виртуальных технологий вместо элементарного поддержания эффективно работающих производственных технологических цепочек. В итоге, помимо прямой недополученной прибыли в результате бурения малоэффективных и непродолжительно работающих эксплуатационных ГС, мы видим еще и более глобальные проблемы (обычно выходящие за рамки анализа «выученных уроков»), связанные с не обеспечением требуемой выработки пластов, недостижением в перспективе проектных коэффициентов извлечения нефти (КИН).

Из практики автора на основе регулярно выполняемых мероприятий по КР и МД в различных НК, включая глубинные исследования профилей притоков методами термометрии и спектральной шумометрии, более половины исследуемых ГС, МГС, ГС с МГРП характеризуются опережающей потерей продуктивности, отсутствием или минимизацией притоков из значительной части продуктивных интервалов горизонтальных стволов (в первую очередь наблюдаются потери производительности из носочной части), отсутствием притоков из части боковых ответвлений (при заканчивании МГС по схеме «fish bone»), а 5–10-кратные темпы падения продуктивности в ГС с МГРП за первые 3–9 месяцев эксплуатации скорее правило, чем исключение (вследствие чего «запускной» дебит совершенно не является критерием эффективного строительства скважин).

Внедрение стационарного глубинного мониторинга (СИИС) в горизонтальных нефтяных скважинах хоть и медленно, но все же постепенно происходит, сервисные предприятия буквально каждый год выходят на рынок с новыми технологическими решениями. Благодаря наработкам в методическом обеспечении PLT (каротаж продуктивности, он же ПГИ) направление LWP-мониторинга (дословно: «каротаж в процессе добычи») стало технологичным в плане оценки количественных профилей многокомпонентных притоков, включая оперативное обнаружение интервалов (портов), через которые в ствол ГС внедряется вода или газ. Уже есть горизонтальные скважины, где долговременный дистанционный информативный мониторинг распределенными системами ведется в течение более двух лет.

Долговременный мониторинг, в отличие от разовых исследований ПГИ, дает массу дополнительной полезной информации о том, как в динамике меняются профили и состав притоков в ГС в зависимости от разных стадий работы пласта, а также в зависимости от взаимовлияния соседних эксплуатационных скважин. При желании специалисту по полученным данным несложно просчитать и обосновать рекомендации, исключающие дальнейшее негативное влияние, например, соседних нагнетательных скважин (или, наоборот, усиливающие адресное влияние системы ППД).

«Избыточные» по своему объему (но не по полезности и не по информативности) данные не могут быть обработаны и интерпретированы в прежнем полуручном и полуавтоматическом режиме. Именно здесь — в области селекции, отбраковки и предварительной обработки регистрируемых данных (объемов BIG DATA) — специалисты-практики очень надеются увидеть

результаты использования искусственного интеллекта (ИИ). Казалось бы, вот оно — наиболее актуальное предназначение достижений цифровой трансформации в области контроля и управления разработкой залежей. Но именно в этой области работ по применению ИИ как раз в России не проводят (в то время как ведутся, например, проекты с применением ИИ на поиск «цифровой нефти» в малоперспективных переходных зонах водонефтяных контактов).

Автор не раз сталкивался в своей практике с использованием методов машинного обучения для решения задач ГиР (геологии и разработки), и каждый раз оставался осадок, что имеются существенные недоработки и на уровне постановки задач, и в части компетенций при их реализации. К сожалению, из-за этого у специалистов на промыслах возникла негативная реакция на проекты с ИИ, что крайне обидно, учитывая прогрессивность этих технологий и их широкое внедрение даже в нашей повседневной жизни.

Таким образом, в эпоху цифровизации, когда получение, обработка и анализ избыточной информации являются обычным делом на производстве, многие проблемы в области скважинного мониторинга должны быть решены путем замены периодичных каротажных исследований на стационарные, встроенные в оборудование заканчивания ГС дистанционные перманентные СИИС с переходом на методологию LWP-мониторинга. В этом случае возможно решение и более сложных задач геомониторинга — на уровне анализа взаимодействия скважин, что в итоге приводит нас к реализации концептов «smart well» и «smart field» и в условиях ГС, когда замыкается логическая цепочка: информационное online-сопровождение от скважинных СИИС + оперативная обратная связь с объектами разработки (ГС) на основе анализа данных СИИС и выработки управляющих решений.

Интересно, что у специалистов в добывающих и сервисных компаниях сейчас есть широкий круг конкретных предложений по решению задач LWP-мониторинга (достаточно лишь побывать на профильной научно-технической конференции или проанализировать публикации сообщества инженеров-нефтяников SPE), но при этом НК не торопятся решать эти задачи, хотя это конкретные производственные технологии. Складывается ощущение, что для НК гораздо важнее вкладывать прибыли от продажи нефти в непрофильные IT-технологии, хотя пробиться на этот рынок совсем не просто — все ниши давно заняты ведущими технологическими компаниями, и эффективность подобных вложений остается под вопросом.

Выводы

Итак, сделаем некоторые выводы по вышесказанному:

1. Динамика строительства эксплуатационных скважин однозначно демонстрирует тренд вытеснения бурения ВС и ННС высокотехнологичными ГС и многоствольными ГС. Это в свою очередь создает вызов по информационному гидродинамико-геофизическому обеспечению разработки активов на основе заканчивания ГС. Пока в основе скважинной диагностики главное место занимают традиционные исследования ГДИС и ПГИ, однако последние из-за необходимости применения дорогостоящих способов доставки приборов в горизонтальные стволы становятся крайне

¹ Когда в 2019 г. на скважинах одного из крупнейших в Западной Сибири нефтяных месторождений были сделаны ПГИ по расширенной программе исследований, на удивление дебиты нефти по этим скважинам после исследований выросли в среднем на 8%. Это обусловлено тем, что приборами и шаблонами при спуско-подъемных операциях частично «разгребли» указанные вывалы твердого осадка, улучшив тем самым проходимость стволов для потоков продукции.

- затратными, компании вынуждены сокращать охват такими исследованиями.
2. В настоящее время наибольшая проблема для разработчиков месторождений даже не в возможностях диагностики состояния работы ГС, а в том, что технологические службы промыслов не готовы эффективно реализовывать обоснованные геофизиками и гидродинамиками управляющие решения. Спрашивается: зачем делать диагностику пациенту, если хирург не готов его оперировать?

Тем не менее элементарные расчеты показывают [2,4], что если бы у нас были на вооружении эффективные «активные» компоновки ICD с возможностью оперативного перекрытия интервалов прорывов воды в ствол ГС, то в среднем экономический эффект, выраженный в NPV, для одной типовой ГС от своевременных мероприятий по отключению обводнившихся толщин составил бы не менее 200 млн руб.

Литература

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. — М. — Ижевск: РХД, 2005. — 780 с.
2. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. — М. — Ижевск: РХД, 2012. — 895 с.
3. *Адиев А.Р., Лантев В.В., Ипатов А.И. и др.* Развитие технологий ГИС в процессе добычи углеводородов для мониторинга совместно разрабатываемых пластов // Каротажник. — 2014. — № 2. — С. 48–59.
4. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. — М — Ижевск: ИКИ, 2018. — 796 с.
5. *Гуляев Д.Н., Кокурина В.В., Кричевский В.Н. и др.* Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 12. — С. 82–85.
6. *Мельников С.И.* Новый способ определения ФЕС, скин-факторов и оценки энергетического состояния пластов при совместной разработке на основе мониторинга технологических параметров // Инженерная практика. — 2012. — № 2. — С. 38–43.
7. *Морозовский Н.А., Кременецкий М.И.* Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // SPE 171228, 2014.
8. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С. и др.* Скрытый потенциал оптоволоконной термометрии при мониторинге притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. — 2014. — № 5. — С. 96–100.

3. В результате мы сейчас даже дальше, чем 10 лет назад, от создания интеллектуальных скважин и месторождений. Тогда для объектов ВС и ННС был налажен самодостаточный мониторинг, адаптация гидродинамических моделей выполнялась относительно просто, а главное, были управляющие решения, как отремонтировать скважины, как повысить охват выработки, как интенсифицировать добычу.

Сейчас при заканчивании ГС, МГС, ГС с МГРП все намного сложнее: и мониторинг объективно менее информативный, и адаптация моделей для высокотехнологичных скважин далека от совершенства, а главное, традиционно применяемые технологии не предназначены для того, чтобы управлять забоем таких скважин — ни через УКП с механическим приводом, ни с помощью мероприятий РИР.

На сегодня у ведущих НК пока нет эффективных способов управления эксплуатационными объектами с ГС-заканчиванием, хотя у сервисных компаний имеется окно возможностей для преодоления данного технологического вызова.

9. *Гуляев Д.Н., Кокурина В.В., Кременецкий М.И. и др.* Анализ взаимовлияния скважин по результатам стационарного глубинного мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 5. — С. 82–85.
10. *Ипатов А.И., Колупаев Д.Ю., Пустовских А.А. и др.* Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин // ПРОнефть. — 2019. — № 4. — С. 38–47.
11. *Мартынов В.Г., Ипатов А.И., Кокурина В.В. и др.* Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. — 2014. — № 3. — С. 106–109.
12. *РД 153-39.0-109-01.* Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. — М., 2002.
13. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С.* Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатационных скважин в компании «Газпром нефть» // ПРОнефть. — 2017. — № 3. — С. 55–64.
14. *Хасанов М.М., Ипатов А.И., Жуковская Е.А. и др.* Особенности разработки нефтяных залежей, осложненных высокопроводящими прослоями // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 12. — С. 38–43.
15. *Ипатов А.И., Жуковская Е.А., Лазуткин Д.М.* Высокопроводящие прослои и их роль в разработке нефтяных залежей бажен-абалакского комплекса // SPE-201814, 2020.

UDC 622.27

PROBLEMS OF INFORMATION SUPPORT FOR HORIZONTAL PRODUCTION WELLS IN THE ERA OF «DIGITAL TRANSFORMATION»

A.I. Ipatov

National University of Oil and Gas «Gubkin University»

About the authors

Andrey Ipatov,
doctor
of engineering,
professor, professor
of the department
National University
of Oil and Gas
«Gubkin
University»

For a significant sector of oil production facilities in Russia, the presence of «smart well» and «smart field» signs could be seen 10-15 years ago. However, with the broad transition of oil companies from drilling vertical wells to horizontal and multi-barrel wells, the picture has not changed for the better. The observed lag in informational and technological support for the operation of wells with horizontal completion in the era of «digital transformation» has actually led to a decrease in the level of intellectualization of production and development in many oil fields. Despite the fact that according to the author's analysis, almost a half of the horizontal wells productivity reduction problems can be solved by relatively simple technological operations — the industry is not yet ready to implement such «control solutions» based on diagnostics of the oil production and geophysical monitoring.

Keywords: smart well, smart field, horizontal production well, digital transformation, production logging, well testing, permanent LWP monitoring (logging during the development of the field), stationary information and measurement systems.

References

1. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I.* Geophysical and hydrodynamic control of development of hydrocarbon deposits. — M. — Izhevsk: RCD, 2005, 780 p.
2. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N.* Information support and technologies for hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. — Moscow-Izhevsk: RCD, 2012, 895 p.
3. *Adiev A.R., Laptev V.V., Ipatov A.I., etc.* Development of PLT technologies in the process of hydrocarbon production for monitoring jointly developed reservoirs // «Karotazhnik» No. 2, 2014, pp. 48-59.
4. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I.* Stationary hydrodynamic and geophysical monitoring of oil and gas field development. — M.-Izhevsk: IKI, 2018, 796 p.
5. *Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Krichevsky V.N., etc.* Analysis of the mutual influence of the wells on monitoring results on the basis of sectoral modeling // «Oil industry», No. 12, 2012, pp. 82-85.
6. *Melnikov S.I.* «A new method of estimating the filtration-capacitive properties, skin factors, and by estimating the energy state of the layers at the joint development on the basis of monitoring of technological parameters» // «Engineering practice», № 2, 2012, pp. 38-43.
7. *Morozovsky N.A., Kremenetsky M.I.* Localization of fractured zones of carbonate reservoirs based on the results of hydrodynamic studies of wells // SPE 171228, 2014.
8. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S., etc.* Hidden potential of fiber-optic thermometry in monitoring the inflow in horizontal wells // «Oil industry», No. 5, 2014, pp. 96-100.
9. *Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., etc.* Analysis of well interaction based on the results of stationary deep monitoring based on sector modeling // «Oil industry», No. 5, 2012, pp. 82-85.
10. *Ipatov A.I., Kolupaev D.Yu., Pustovskikh A.A., etc.* Development and implementation of a remote system for intelligent deep hydrodynamic and geophysical monitoring of the operational fund of wells // PROneft, No. 4, 2019, pp. 38-47.
11. *Martynov V.G., Ipatov A.I., Kokurina V.V., etc.* Development of geophysical and hydrodynamic monitoring at the stage of transition to the development of objects with hard-to-recover oil reserves // «Oil economy», No. 3, 2014, pp. 106-109.
12. *RD 153-39.0-109-01.* Guidelines for the integration and phasing of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and gas fields. — M., 2002.
13. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S.* Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company «Gazprom Neft» // PROneft. — 2017. — No. 3. — p. 55-64.
14. *Khasanov M.M., Ipatov A.I., Zhukovskaia E.A., etc.* Features of the development of oil deposits complicated by highly conductive layers // «Oil industry», No. 12, 2019, pp. 38-43.
15. *Ipatov A.I., Zhukovskaia E.A., Lazutkin D.M.* Highly conductive layers and their role in the development of oil fields of the Bazhen-Abalak complex. // SPE-201814, 2020

Building 1, 65, Leninsky Prospekt, Moscow, 119991