

## **О необходимости широкого перехода на высокотехнологичные способы контроля разработки и мониторинга добычи**

**А.И. Ипатов**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия  
E-mail: [ipatov.a@gubkin.ru](mailto:ipatov.a@gubkin.ru)

**Аннотация.** Разработка Западно-Сибирских месторождений нефти и газа в условиях тотального горизонтального заканчивания скважин показала, что технологически наша промышленность к этому вызову в достаточной степени не была готова. Быстро строить высокотехнологичные горизонтальные скважины, проводить в них многостадийные гидроразрывы пласта и одновременно эффективно управлять эксплуатацией высокотехнологичных скважин, обеспечивать требуемую степень выработки запасов – к сожалению, далеко не одно и то же...

Несмотря на то, что фактические охваты скважинными гидродинамическими, промыслово-геофизическими исследованиями и альтернативным им долговременным распределенным мониторингом на основе стационарных информационно-измерительных систем в России за последние годы были крайне незначительными, совокупный анализ полученных в отрасли данных по ведущим вертикально интегрированным нефтяным компаниям говорит выявленных методами диагностики негативных тенденциях:

1) существующие отечественные технологии не позволяют регулировать и управлять профилями притока и приемистости в горизонтальных скважинах, горизонтальных скважинах с многостадийными гидроразрывами пласта, многоствольных скважинах, тем самым изначально обеспечивать равномерную выработку извлекаемых запасов нефти и газа в зонах дренирования скважин с горизонтальным заканчиванием;

2) выявленные средствами скважинной диагностики нежелательные прорывы в ствол горизонтальной скважины воды и газа в итоге так и не были изолированы промысловыми службами, вследствие чего скважины выходили из эксплуатации преждевременно, не обеспечив достижения проектных накопленных показателей добычи углеводородной продукции;

3) по замерам в горизонтальных скважинах обнаружена неполная подтверждаемость дизайнов многостадийных гидроразрывов пласта (как в оценках длин трещин, так и в плане определения мест и формы их инициации в стволах);

4) наконец, изученные в динамике профили притока и состава притока, как правило, достаточно быстро менялись во времени с момента запуска скважин на отбор продукции, что обычно приводило к непредсказуемым потерям выработки (ухудшение притока, как правило, фиксировалось из носочной и из центральной частей стволов горизонтальных скважин);

5) наиболее типичной причиной снижения продуктивности в горизонтальных скважинах и в горизонтальных скважинах с многостадийными гидроразрывами пласта следует признать засорение стволов вывалами песка и проппанта, а также отсутствие у промыслов возможности оперативной очистки горизонтальных стволов без создания репрессии на пласт;

6) все указанные проблемы безусловно усугубляются для объектов категории трудноизвлекаемых начальных извлекаемых запасов углеводородного сырья.

Фиксация и обоснование перечисленных выше выводов в значительной степени получены благодаря постепенному переходу нефтегазодобывающих и сервисных компаний от традиционных разовых комплексных замеров методами промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин к ведению в эксплуатационных скважинах

перманентного долговременного стационарного мониторинга гидродинамических и промыслово-геофизических параметров с помощью различного типа точечных, точно-распределенных и распределенных модульных средств стационарных информационно-измерительных систем.

Данное прогрессивное высокотехнологичное направление скважинных исследований потенциально может быть в ближайшее время существенно развито и распространено в промышленности (что объективно будет способствовать достижениям более высоких коэффициентов извлечения нефти и газа), если со стороны государственных органов надзора за разработкой углеводородного сырья (Роснедра, Минэнерго России) будут задействованы мероприятия по мотивации более глубокого и детального изучения состояния выработки остаточных запасов на разрабатываемых месторождениях.

**Ключевые слова:** начальные и остаточные извлекаемые запасы, коэффициенты извлечения нефти и газа, промыслово-геофизический контроль, геолого-технологические мероприятия, система поддержания пластового давления, промыслово-геофизические и гидродинамические исследования скважин, геофизические исследования скважин в открытом стволе, горизонтальные скважины, многоствольные скважины, многостадийный гидроразрыв пласта.

**Для цитирования:** *Ипатов А.И.* О необходимости широкого перехода на высокотехнологичные способы контроля разработки и мониторинга добычи // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 159–172. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art10>

### Введение

В настоящее время в России, особенно в регионах Западной Сибири, по факту сформировался обширный фонд длительно простаивающих (фактически полностью вышедших из эксплуатации по причине высокой обводненности продукции) нерентабельных скважин. Чаще всего компании-операторы формально переводят эти объекты в так называемый «пьезометрический» фонд в гипотетической надежде когда-нибудь вернуться к ним с целью «реанимации». И хотя чаще всего диагноз причин обводненности для таких скважин по результатам промыслово-геофизических методов исследований хорошо известен (заколонные циркуляции, негерметичности колонн, аварии подземного оборудования и пр.), в реальности же он редко связан с достижением полной выработки начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти в ареоле скважины. Тем не менее, по каким-то причинам

добывающая компания может быть не готова оперативно проводить ремонт нерентабельных объектов, при этом прекрасно понимая, что с каждым годом простоя кондиционность технического состояния остановленных «на время» скважин резко падает, равно как и то, что при этом в дальнейшем безусловно уменьшается вероятность их возврата в действующий фонд.

В отдельных компаниях-недропользователях фонд пьезометров уже в разы превышает фонд реально действующих на месторождениях скважин – парадокс, связанный с отсутствием должного контроля и регулирования таких объектов со стороны органов государственного контроля. В настоящее время при формировании новой редакции руководящего документа Минэнерго России по охвату и периодичности диагностическими скважинными исследованиями (РД 153-39.0-109-01 [1])

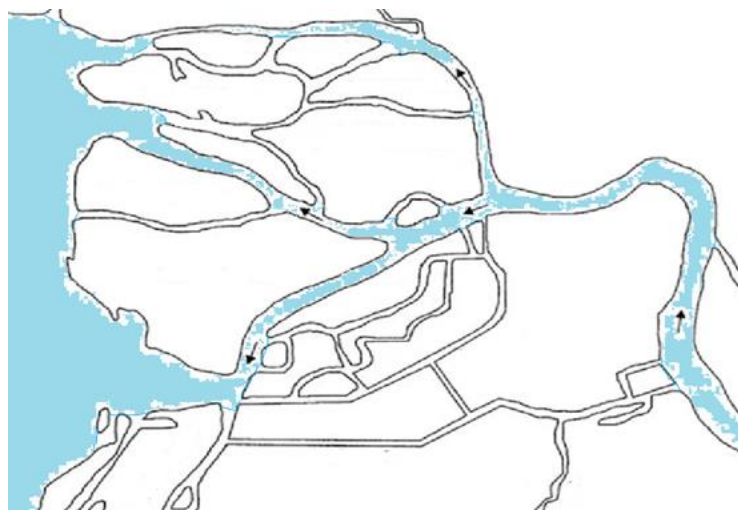
Государственным комитетом по запасам (ГКЗ) вместе с соавторами документа делается попытка ограничить разрешенный фонд мнимых «пьезометров» до 30% от действующего фонда. Хотя и это явно завышенный и нецелесообразный для промыслово-геофизического контроля (ПГК) показатель – в реальности же регулярные (норматив для пьезометров – ежеквартально) измерения пластового давления или статических уровней в таком количестве для остановленных скважин на месторождениях никто никогда не проводит, следовательно, «де-юре» эти скважины вообще не должны признаваться аудитом легитимными в составе пьезометрического фонда, так как в реальности не несут никакого информационного обеспечения для разработки пластов.

Зато, несмотря на огромный «бумажный» фиктивный фонд контрольных пьезометрических скважин, на активах Западной Сибири практически невозможно найти скважины из контрольного наблюдательного фонда (объекты, подготовленные для выполнения регулярных геофизических инструментальных замеров параметров текущей нефтегазо-насыщенности). Инжиниринг добывающих компаний так уверовал в этом плане в результаты цифрового гидродинамического моделирования (интегрированные модели ГДМ), что практически полностью перестал сверять эти виртуальные прогнозы с данными фактических замеров, из-за чего тут и там в последнее время «с треском» проваливаются инновационные цифровые проекты по довыработке остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) путем целенаправленного бурения горизонтальных

скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) в найденные по ГДМ целики нефти.

На эту проблему рабочая группа по обновлению упомянутого выше отраслевого РД [1] также отреагировала, предложив в версии 2023 г. введение нового норматива по проведению на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений обязательных комплексов промыслово-геофизических (ПГИ) и геофизических исследований скважин (ГИС) для оценки текущей и остаточной нефтегазонасыщенности. Указанный норматив обозначен в пределах ежегодного охвата не менее 1% от действующего добывающего фонда скважин (в обсаженных стволах: методами дивергентного электрокаротажа в колонне, волновым акустическим каротажем, модификациями нейтронного импульсного каротажа, включая технологии с предварительной закачкой меченого нейтронно-поглощающего вещества (хлоро- и боропродуктов); в открытых добуриваемых стволах – традиционными методами геофизических исследований скважин: электрическими, электромагнитными, ядерно-магнитными и прочими).

К сожалению (и это неоспоримый факт), разработка многих сложно построенных месторождений углеводородного сырья (УВС) не только сталкивается со слабой предсказуемостью в них динамики процессов заводнения и выработки пластов (по ГДМ), но и вследствие этого значительная часть НИЗ нефти (от 10 до 50%) остается как бы «размытой» и по факту окончания разработки актива невыработанной (точнее – даже утраченной для будущей разработки) – рис. 1.



**Рис. 1.** Иллюстрация характерного выборочного смачивания закачиваемой водой системы крупных каналов и пор при «экстра-интенсивном» заводнении в однородном слое коллектора Система мелких нефтенасыщенных пор и капилляров при этом остается незатронутой вытеснением даже при последующем изменении режима промывки коллектора (в настоящей схеме отражены результаты петрофизических экспериментов автора конца 90-х годов [2])

В этой связи, как никогда раньше, для нефтяных месторождений, где стали очевидными проблемы с выработкой ОИЗ (например, выработка НИЗ составляет только 30–60% при средней обводненности продукции уже более 90%), должна быть первостепенной важности задача, связанная с проведением инструментальной диагностики текущего распределения в пластах и порах параметра нефтенасыщенности с одновременным детальным контролем энергетического состояния залежи средствами скважинного промыслового и геофизического контроля. К методам такого контроля следует отнести глубинные и устьевые исследования: технологические, физико-химические, гидродинамические, промыслово-геофизические, геофизические и петрофизические в условиях добуривания стволов скважин, межскважинные (например, при ГДП – гидропрослушивании, МРТ – мультискважинном ретроспективном тестировании или при трассировании фильтрационных потоков химическими

индикаторами через нагнетательные скважины).

Несмотря на значительные потенциальные геологические запасы УВС в России и в мире в составе низкопроницаемых отложений трудноизвлекаемых запасов (рис. 2), объективно степень их потенциальной извлекаемости существенно падает по мере ухудшения самих коллекторских свойств пород. По мнению автора, надежды на то, что современные вызовы по ТРИЗам, направленные на их эффективную масштабную выработку, в недалеком времени непременно реализуются в виде появления в отрасли новых уникальных отраслевых технологий (как это было в историческом прошлом с известными всем научно-техническими прорывами после внедрения способа искусственного заводнения с системой поддержания пластового давления (ППД), технического совершенствования насосного парка ЭЦН (электроцентробежных насосов),

появления коммерческих технологий гидроразрыва пласта (ГРП) и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), а также с возможностью бурения и строительства высокотехнологичных скважин типа ГС, БГС и многоствольных скважин – МСС) – пока явно не оправдываются (несмотря на значи-

тельные финансовые вливания в эти научно-исследовательские изыскания по соответствующим направлениям и на фоне многочисленных «радужных» заявлений от компаний-лидеров, только на словах готовых добывать многие миллионы тонн баженовской и ачимовской нефти уже с начала 2020-х годов).

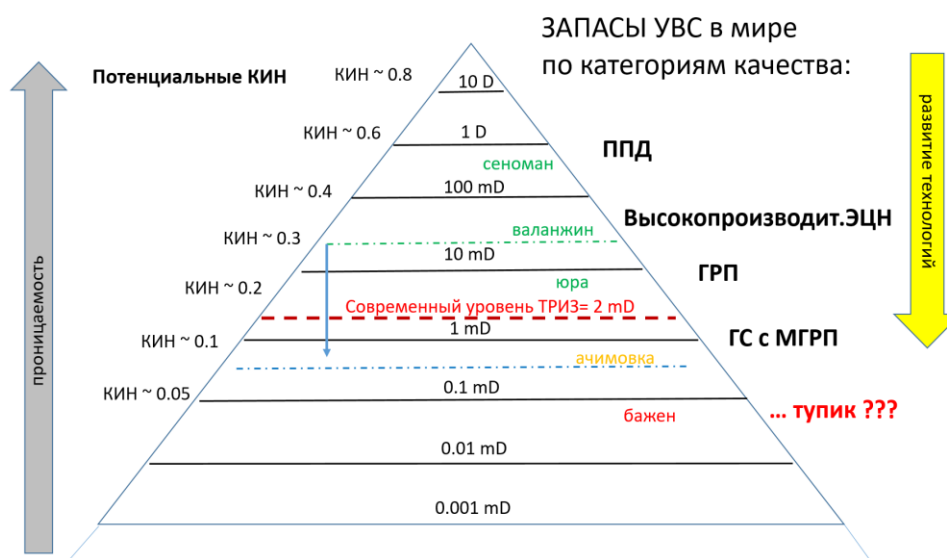


Рис. 2. «Картина мира» по распределению геологических запасов УВС и вероятной степени их извлекаемости (на основе ресурсной пирамиды Stephen A.Holditch)

**Методология диагностических исследований при контроле разработки в свете истоков и причин актуальной проблемы низкой извлекаемости запасов нефти**

Типовые проблемы «дефицита» прямых скважинных исследований ПГК по диагностике работы скважин и пластов при разработке активов УВС (иногда, к сожалению, связанные с некомпетентным игнорированием промысловыми службами этих результатов):

а) приводят к низким коэффициентам извлечения нефти (КИН) за длительный период разработки месторождений – даже при высокой степени разбуренности

и высокой степени промывки коллектора (компенсации при отборах нефти);

б) снижают успешность по добуриванию выявленных по ГДМ зон с ОИЗ на обводнившихся залежах (условные проекты «реновации» ОИЗ);

в) не позволяют достичь проектных показателей на новых активах на основе применения обоснованных инжинирингом и утвержденных ЦКР Роснедра систем, технологий и мероприятий (сетки разбуривания, конструкции скважин, системы поддержания давления ППД, системы заканчивания ГС с МГРП или МСС и т. п.).

Причины этих системных ошибок автором уже не раз анализировались [3] и заявлялись:

1) грубые нарушения при разработке (как в прошлом, так и теперь) вследствие: допущения разгазирования нефти при недопустимом снижении пластового давления, не учета (не доизученности) особенностей коллектора, пропуска высокопроводящих трещиноватых прослоев [4];

2) допущение масштабных гидродинамических взаимодействий с соседними пластами (заколонные циркуляции вод, неуправляемые по длине и высоте гидроразрывные трещины «автоГРП» в нагнетательных скважинах) [5];

3) экстра-интенсивный ввод нагнетательных скважин в систему ППД (вследствие чего инициируется создание недопустимо высоких скоростей фильтрации и как результат избирательное движение линий токов (см. рис. 1) во фронте вытеснения – как в толщинах пластовых систем, так на уровне самой поровой структуры слоя коллектора) [2, 3, 6];

4) низкая эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР) в обводненных и переточных скважинах (слабое технологическое обеспечение РИР, особенно для фонда скважин: ГС, МГС и ГС с МГРП) – поэтому большой фонд простаивающих скважин потенциально не способен выработать свои (предусмотренные сеткой бурения) запасы УВС [6];

5) недостаточные охваты, а также «глубина и детальность» проводимых комплексов ПГИ–ГДИС (гидродинамические исследования скважин) по скважинной диагностике, в частности – полное отсутствие наблюдательных скважин и применения прямых методов оценки текущей нефтегазонасыщенности, реализации для новых

месторождений (даже на этапе опытно-промышленной эксплуатации) систем динамического мониторинга выработки; поэтому в компаниях массово применяются некорректные и инструментально никак не подтвержденные цифровые ГДМ и, как следствие – невозможность расчета по ним не только целевых геолого-технологических мероприятий (ГТМ) в отдельных скважинах, но и обоснования целенаправленных действий по управлению самой системой ППД) [6].

Все вышесказанное ни в коей мере не означает, что перечисленные автором проблемы в итоге не решаются отдельными компаниями, но, как правило, такие успехи все же напрямую связаны с эффективной организацией на месторождениях систем ПК, с обустройством опорных сетей с системами долговременного мониторинга, с применением контрольных замеров по определению в блоках и в толщинах залежей текущей (остаточной) нефтегазонасыщенности. Широкая и достоверная информационная база инструментального контроля разработки пластов и мониторинга добычи скважин способна обеспечить необходимую степень настройки и адаптации ГДМ, обосновать по ним целевые ГТМ, выборочно подтвердить их эффективность, в целом оперативно управлять разработкой залежей и эксплуатацией скважин даже со сложным технологическим заканчиванием [7].

Автор устал уже приводить подобные примеры в своих текущих публикациях, равно как и разбирать в них случаи грубого непрофессионального нарушения и игнорирования результатов диагностических скважинных исследований – вплоть до рассмотрения «патологоанатомического» опыта ПК по ряду конкретных нефтяных месторождений [4–6].

Все это, к сожалению, подтверждает лишь фактическое существование глобальных проблем на уровне государственного надзора в Роснедра и отсутствие у Минэнерго «политической воли» навести должный порядок с персонифицированной ответственностью за искусственное образование на месторождениях УВС в РФ (не)извлекаемых ОИЗ [6].

Никто не спорит, что утвержденный в проектах по разработке показатель КИН – динамичный параметр, в значительной степени определяемый текущей экономической ситуацией в стране и в отрасли. При снижении налогового бремени добывающие компании способны его в итоге несколько «приподнять» за счет увеличения охвата или дополнительных мероприятий, направленных на вытеснение УВС из порового пространства.

Таким образом, параметры НИЗ и ОИЗ – казалось бы потенциально управляемые сверху величины. Однако чистые законы математики здесь не применимы (это, пожалуй, главное заблуждение руководителей-теоретиков из вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) и некоторых институтов) – указанный выше люфт экономических возможностей в управлении показателями ОИЗ далеко не всегда сработает, даже если для отдельных активов государство начисто вдруг отменит все налоги и сборы. К сожалению, всегда есть условные технологические «красные черты», после пересечения которых разработчик-недропользователь «портит» месторождение УВС уже настолько, что потом физически никак не сможет выполнить утвержденные

проектом разработки нормативы и соответственно выработать НИЗ на приемлемом уровне извлечения УВС. Таких примеров немало и большинство ответственных разработчиков в стране их хорошо знают [4, 5, 8, 9]. Никакие инновационные цифровые разработки в сфере «активов будущего», к сожалению, не исправят уже допущенных непрофессиональных ошибок и нарушений, сделанных в ВИНК как вчера и сегодня, так и в будущем...

#### **Актуализация процессов долговременного мониторинга горизонтальных эксплуатационных скважин**

Собственно, есть три макропричины, в работе над которыми потенциально может происходить исправление складывающейся в последние годы в стране негативной ситуации с ухудшением выработки запасов нефти (причем, не только уровня ОИЗ, но и в определенной степени – новых НИЗ на только что открытых и вводимых в эксплуатацию месторождениях):

1) Явное ослабление прессинга государственного контроля в плане соблюдения компаниями-недропользователями утвержденных ГКЗ требований по достижению проектных КИН и по соблюдению динамики выработки НИЗ на действующих месторождениях, вследствие чего сами нефтегазодобывающие компании уже не стремятся к полноценной выработке имеющихся у них на балансе запасов УВС, а вместо этого сконцентрированы исключительно на достижении максимальной маржи и гиперкупаемости своих текущих инвестиций в геологию и разработку.

2) Технологическое отставание добывающих компаний в области интеллектуального экономичного заканчивания (обустройства) высокотехнологичных горизонтальных и многоствольных скважин (бурить их по западным технологиям научились, а управлять и следить после этого за их эффективной эксплуатацией и тем более обеспечивать с их помощью полноценную выработку НИЗ и ОИЗ – практически нет!).

3) Слабое информационное обеспечение процессов цифрового сопровождения (моделирования) разрабатываемых резервуаров данными прямых инструментальных геофизических, гидродинамических и прочих скважинных измерений. Виртуальная цифровизация превращается в откровенную фикцию и «фейки», когда она перестает опираться на данные реальных скважинных измерений, но в эти «игры» почему-то играет менеджмент и ПИАР большинства компаний в России и даже в мире, причем с энтузиазмом, явно заслуживающим лучшего применения.

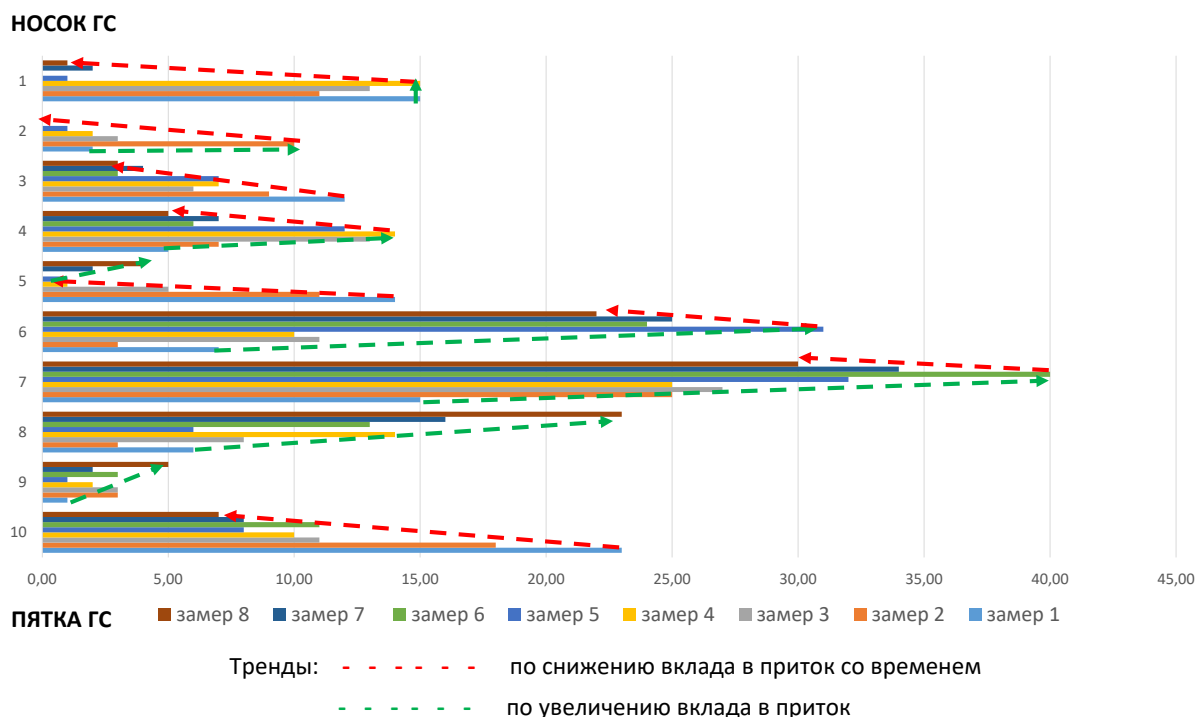
Остановимся в данной работе на иллюстрации последнего тезиса (п. 3). В ряде работ, собранных автором в дайджесте статей от 03.2023 г. [6], приведены актуальные обоснования того, что одной из типовых причин непродуктивности в ГС и ГС с МГРП заканчиванием является банальное засорение горизонтальных стволов шламом – песком или пропантом, иногда парафиновыми отложениями (факты, подтверждающие это утверждение, фиксировались, например, специалистами компании Schlumberger в 52% от выполненных ими более чем двум тысячам скважинных исследований). Собственный анализ автора совместно с представителями ряда отечественных

сервисов по мониторингу профилей притока [6] полностью соответствует указанным оценкам. При эффективной очистке стволов ГС и при реализации технической возможности шламоудаления реалистично рассчитывать на текущие приросты добычи в добывающем фонде как минимум в несколько десятков процентов, но главное – в этом случае бурение протяженных стволов ГС становится не бесполезным, так как профиль притока в ГС или ГС с МГРП может быть выровнен, а отбор НИЗ (ОИЗ) нефти из носочной части (половины) скважины может восстановиться и обеспечить проектный КИН.

Ниже автор приводит результат скважинного эксперимента по одной из нефтегазовых компаний, где изучение профиля притока в динамике (рис. 3) проводилось зарубежным сервисом за период в два года, начиная с момента – сразу после выполнения МГРП в ГС. Мониторинг включал в себя спуск на забой ГС распределенного оптоволоконного кабель-сенсора, количественный анализ профиля и состава притока проводился на основе данных (big-data), полученных с термического канала стационарных информационно-измерительных систем (СИИС-DTS).

Разумеется, что даже два последовательно выполненных (например, с периодичностью в один-два года) комплексных замера методами ППИ (PLT) не способны были дать недропользователю представленной детальности временного исследования (да и стоило бы это дороже, плюс высокие риски вообще не обеспечить проводку скважинной аппаратуры с PLT-модулями в носочную часть на движителе tractor или с помощью coil-tubing из-за возможного существенного засорения горизонтального ствола шламом).





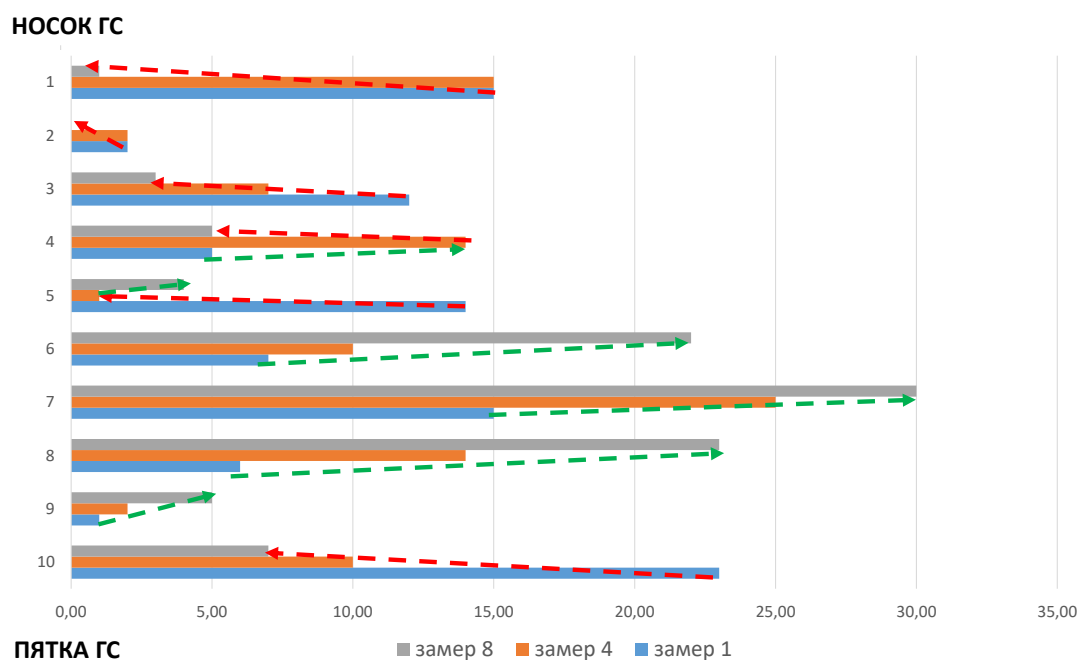
**Рис. 3.** Динамика изменения вкладов в профиль притока добывающей нефтяной горизонтальной скважины с МГРП заканчиванием:

1–10 – номера портов МГРП, начиная с носка ГС, периодичность замеров от 1 до 8 – в среднем через 3 месяца (общий период мониторинга два года); общее падение суммарного притока жидкости (нефти) в указанной ГС за рассматриваемый период мониторинга составило 5–6 раз

На рис. 4 данные из описанного скважинного эксперимента локализованы до сопоставления только первого, среднего и крайнего по времени измерений. Как можно видеть, часть притоков (из портов № 1, 2, 3, 5, 10) стабильно снижают во времени свой процентный вклад в суммарный дебит ГС. Причем достаточно большие притоки из трех носочных портов (суммарно 29% при запуске) через год начинают резко снижаться и к концу исследования составляют только 4% вклада (а это на уровне точности определения самих притоков). Вторая характерная часть интервалов притоков (из портов № 6, 7, 8) стабильно наращивает свой суммарный вклад (изначально при запуске 28%, через год уже 49%, а к концу мониторинга подавляющие 75%). Наконец, третья группа интервалов

(например, порты № 4 и 5) работает нестабильно: то увеличивая, то уменьшая со временем свой вклад в суммарный дебит.

Общая же картина данного анализа свидетельствует об образовании на всех этапах крайне неравномерного профиля притока вдоль ствола ГС (что крайне плохо для выработки НИЗ и достижения утвержденного показателя КИН) – при том, что согласно исходной ГДМ фильтрационно-емкостные свойства по данным от ГИС-бурения достаточно равномерно распределены вдоль траектории горизонтального ствола. Конечно, надо отдавать отчет, что «данные ГИС», имеющиеся в наличии специалистов по бурению при проводке ствола вдоль плановой траектории ГС, – это преимущественно лишь запись одного гамма-каротажа, а не полноценный комплекс.



**Рис. 4.** Динамика изменения вкладов в профиль притока добывающей нефтяной горизонтальной скважины с МГРП заканчиванием:

1–10 – номера портов МГРП, начиная с носка ГС, периодичность замеров (между 1, 4 и 8) – примерно 1 год; тренды (пунктирные линии) – см. условные обозначения на рис. 3

С причинами полной деградации носочных портов, резкого снижения притока из пяточного порта № 10, а также ярко выраженной тенденции активизации притоков из портов № 6, 7, 8 еще предстоит разбираться геологам-промысловикам.

Предварительное моделирование на ГДМ профиля притока по рассматриваемой скважине значительно отличалось от фактических замеров на всех этапах сравнительного анализа (сразу после запуска скважины на отбор, через 0,5; 1,0; 1,5 и 2,0 года отработки ГС) – в среднем с относительной погрешностью от 30 до 70%. При этом деградация (полная потеря продуктивности) носочной части ГС в период 2-го года эксплуатации в цифровой ГДМ вообще никак не прогнозировалась. В отсутствие данных прямого инструментального замера СИИС-DTS модельерами по предварительно созданной ими

на основании данных ГИС-бурение фильтрационно-емкостной модели в гидродинамической модели воспроизводилось долговременное поддержание исключительно стабильного профиля притока вдоль всего ствола ГС (с соответствующей мнимой оптимальной выработкой запасов НИЗ за проектный срок эксплуатации ГС).

Кроме того, даже учета результатов анализа взаимовлияния соседних скважин по данным перманентного мониторинга забойных давлений с интерпретацией ГДИС по стандартным методикам «РТА-РТА» в указанной ГДМ не велось... Вот, собственно и характерная иллюстрация разницы информативности при сопровождении разработки резервуара по двум альтернативным методологиям «цифровизации» (одна – массовая экспертная «виртуальная» и другая – «эмпирическая», пока крайне уникальная в практике).

Автор полагает, что абсолютно любому инженеру на примере данного случая очевидна необходимость синтетического объединения двух указанных выше подходов в единую промышленную методологию с адаптацией ГДМ на результаты выполняемых на скважинах актуальных замеров методами ПГИ-СИИС, ГДИС-ПТИ и др.

Актуальность и методология построения адаптивных ГДМ на текущие исследования ГДИС, ПТИ, ПГИ, СИИС, ГДМ-МРТ неоднократно излагалась автором с коллегами по РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в соответствующих монографиях, начиная с работы [2] (2005 г.) и заканчивая [7] (2020 г.).

### **Выводы**

В новой версии Методических указаний по этапности и периодичности скважинных диагностических исследований ПГИ, ГДИС и ПТИ [1], в частности, определены следующие способы мотивации добывающих нефтегазовых компаний к широкому переходу на высокотехнологичные способы контроля разработки и мониторинга добычи:

1) Количество и ежегодный охват методами ПГИ в условиях скважин горизонтального заканчивания могут быть снижены до пяти раз (в сравнении с вертикальными и наклонно-направленными скважинами), если нефтегазодобывающая компания обеспечивает современное методическое сопровождение этих комплексных исследований, а также надежный количественный уровень оценки состояния выработки запасов.

2) Кроме того, компания-оператор может рассчитывать на существенное

снижение требований к объемам разовых ПГИ, если организует на месторождении и утвердит в проектном документе на его разработку наблюдательную опорную сеть из скважин долговременного перманентного мониторинга, оборудованных точечными, точечно-распределенными или распределенными средствами СИИС.

3) В случаях выполнения пп. 1–2 текущие экономические затраты ОПЕХ для компании-оператора нефтегазового актива с преимущественной сетью эксплуатационных скважин горизонтального типа практически не увеличатся, зато информационная эффективность от оперативно получаемой и желательно применяемой информации кратно вырастет, в частности – для решения задач контроля и анализа выработки и оптимизации фактических показателей по ОИЗ нефти.

Таким образом, целенаправленный переход недропользователя с формальных количественных показателей (исчисляемых в «штуках» исследований различными методами ПГК) на показатели качественного типа (решенные геолого-промысловые задачи, детальные анализы выработки запасов, обоснования оперативных мероприятий по доизвлечению ОИЗ и по достижению проектных КИН), наконец, находит некоторое понимание у контролирующих государственных органов и при экономической стимуляции от лица ГКЗ и ЦКР Роснедра эти решения, несомненно, «подтолкнули бы» нефтегазодобывающие компании к более бережному и ответственному отношению к переданным им государством «в управление и разработку запасов УВС», как по части НИЗ, так и по доизвлечению ОИЗ.

### Литература

1. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго России, 2002. 75 с.
2. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 780 с.
3. *Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Роль диагностики в оптимизации разработки остаточно-извлекаемых запасов нефтяных месторождений // Каротажник. 2023. Вып. 3(323). С. 85–94.
4. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Патологоанатомический опыт контроля разработки на нефтегазовых месторождениях // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2022. № 4(130). С. 36–45. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-4\(130\)-36-45](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-4(130)-36-45)
5. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М.* Восстановление продуктивности месторождения с высокой обводненностью продукции и низкой выработкой начальных извлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. 2022. № 11. С. 98–102. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-98-102>
6. (Не)извлекаемая остаточно-извлекаемая нефть: Сб. ст. / Под ред. А.И. Ипатова. М.: Губкинский НПЦ нефтегазовой геологии и гидродинамики, 2023. 186 с.
7. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
8. *Петраков А.М., Жданов С.А., Раянов Р.Р.* и др. Повышение рентабельности эксплуатации месторождений на основе оптимизации технико-экономических показателей // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2023. Т. 8, № 1(27). С. 89–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-89-97>
9. *Щелкачев В.Н.* Сравнительный анализ нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений по странам мира. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. 119 с.

## Updating the processes of long-term monitoring of production wells

**A.I. Ipatov**

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

E-mail: [ipatov.a@gubkin.ru](mailto:ipatov.a@gubkin.ru)

**Abstract.** The development of West Siberian oil and gas fields in conditions of total horizontal completion of wells showed that technologically our industry was not sufficiently ready for this challenge. To quickly build high-tech horizontal wells, to carry out multistage hydraulic fracturing in them and at the same time effectively manage the operation of high-tech horizontal wells, to ensure the required degree of reserves development, unfortunately, is not the same thing...

Despite the fact that the actual coverage of well-testing, production logging and alternative long-term distributed monitoring based on stationary information and measurement systems in Russia in recent years has been extremely insignificant, a cumulative analysis of the data obtained in the industry on the leading vertically integrated oil companies speaks about the following negative trends identified by diagnostic methods:

1) the existing domestic technologies do not allow to regulate and manage the inflow and intake profiles in horizontal wells, horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, multibarrel wells, thereby initially ensuring uniform production of recoverable oil and gas reserves in the drainage zones of wells with horizontal completion;

2) the undesirable breakthroughs into the borehole of a horizontal well of water and gas detected by means of borehole diagnostics were eventually not isolated by field services, as a result of which the wells were decommissioned prematurely, without ensuring the achievement of the project accumulated indicators of hydrocarbon production;

3) according to measurements in the horizontal wells, incomplete confirmability of multistage hydraulic fracturing designs was found (both in estimates of crack lengths and in terms of determining the places and forms of their initiation in holes);

4) finally, the profiles of the inflow and the composition of the inflow studied in dynamics, as a rule, changed quite quickly in time from the moment the wells were launched for the selection of products, which usually led to unpredictable production losses (flow deterioration was usually recorded from the toe and the central parts of the boreholes of horizontal wells);

5) the most typical reason for the decrease in productivity in horizontal wells and horizontal wells with multistage hydraulic fracturing should be recognized as the clogging of boreholes with sand and proppant, as well as the lack of the ability of producers to promptly clean the boreholes without creating repression on the formation;

6) all these problems are certainly aggravated for objects of the category of hard-to-recover initial-recoverable reserves of hydrocarbon raw materials.

The fixation and justification of the above conclusions were largely obtained due to the gradual transition of oil and gas producing and service companies from traditional one-time complex measurements by production logging and well testing to permanent long-term stationary monitoring of well testing and production logging parameters in production wells using various types of point-distributed and distributed modular means of stationary information and measurement systems.

This progressive high-tech direction of borehole research can potentially be significantly developed and spread in the industry in the near future (which will objectively contribute to the achievement of higher oil and gas recovery coefficients), provided that the state bodies supervising the development of hydrocarbon raw materials (Rosnedra, Ministry of Energy of the Russian Federation) will

involve measures to motivate a deeper and more detailed study of the state of development of residual recoverable reserves at the developed fields.

**Keywords:** initial and residual recoverable reserves, oil and gas extraction coefficients, field geophysical control, geological and technological measures, reservoir pressure maintenance system, production logging and well testing, open-hole logging, horizontal wells, multibarrel wells, multistage hydraulic fracturing.

**Citation:** *Ipatov A.I.* Updating the processes of long-term monitoring of production wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 159–172. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art10> (In Russ.).

### References

1. 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. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2002. 75 p. (In Russ.).
2. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I.* Geophysical and hydrodynamic control of development of hydrocarbon deposits. Moscow; Izhevsk: R&C Dynamics, 2005. 780 p. (In Russ.).
3. *Ipatov A.I., Gulyaev D.N.* The role of diagnostics in optimization of the development of remaining recoverable reserves in oil fields // 2023. Karotazhnik. Iss. 3(323). P. 85–94. (In Russ.).
4. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I.* Pathologic-anatomic experience of oil and gas fields development // Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex. 2022. No. 4(130). P. 36–45. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-4\(130\)-36-45](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-4(130)-36-45) (In Russ.).
5. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N., Krichevsky V.M.* Improving oil recovery of a field with high water cut and low recovery of initial recoverable reserves // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2022. No. 11. P. 98–102. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-98-102> (In Russ.).
6. (Non-)recoverable residual-recoverable oil: Collected papers / Ed. by A.I. Ipatov. Moscow: Gubkin Scientific Research Center of Oil and Gas Geology and Hydrodynamics, 2023. 186 p. (In Russ.).
7. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I.* Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields: In 2 vols. Vol. 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).
8. *Petrakov A.M., Zhdanov S.A., Rayanov R.R.* et al. Increasing the profitability of field operation based on optimization of technical and economic indicators // PROneft. Professionally about Oil. 2023. Vol. 8, No. 1(27). P. 89–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-89-97> (In Russ.).
9. *Shchelkachev V.N.* Comparative analysis of oil production and development of oil fields in the countries of the world. Moscow: VNIIOENG, 1996. 119 p. (In Russ.).