

Проблемы промыслово-геофизического контроля в условиях «новой экономической политики»

А.И. Ипатов*, М.И. Кременецкий

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

E-mail: *8520aai@gmail.com

Аннотация. Последние годы в отечественной нефтегазодобыче были отмечены не только трендами на тотальную цифровизацию производственных процессов, внедрением высокотехнологичного оборудования и активным выходом добывающих компаний на разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородного сырья, но также и одним общим трендом, связанным с кардинальным изменением в инвестиционной политике компаний-операторов. Большинство разработчиков отечественных активов нефти и газа в качестве основных были поставлены требования по интенсификации отдачи от финансовых инвестиций в проекты разработки и добычи углеводородного сырья. Именно этот фактор послужил для авторов поводом говорить о начале эпохи «новой экономической политики» в нефтегазовой отрасли, что не могло не сказаться на качестве операционных процессов и на степени выработки начально извлекаемых запасов углеводородов.

Рассмотрено несколько типовых крупных нефтяных месторождений, где снижение инвестиций в диагностику в среднесрочной перспективе предопределило значительные промахи в эффективности разработки залежей и неминуемые потери в остаточных объемах извлекаемых запасов углеводородного сырья.

Ключевые слова: промыслово-геофизический контроль разработки месторождений, промыслово-геофизические и гидродинамические исследования скважин, коэффициент извлечения нефти, начально-извлекаемые и остаточно-извлекаемые запасы углеводородов, поддержание пластового давления, гидродинамические модели резервуаров, одновременно-раздельная эксплуатация пластов, гидроразрыв пласта.

Для цитирования: Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Проблемы промыслово-геофизического контроля в условиях «новой экономической политики» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 87–99. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art6>

Введение

Вопросы эффективности нефтегазодобычи нельзя сводить к достижениям на первой стадии разработки актива, т.е. на стадии разбуривания месторождения, основные проблемы, связанные с ошибками, допущенными в обосновании и реализации проектов разработки, начинаются обычно на более поздних стадиях.

Успешность на стадии разбуривания в значительной степени зависит от достоверности и детальности проработки геологической модели залежи, преимущественно методами полевой (сейсмика, электроразведка) и промысловой геофизики (геофизические исследования скважин (ГИС) в открытом стволе), петрофизическими керновыми и физико-химическими (PVT) исследованиями.

Аналогично и эффективность разработки пластов во многом определяется результатами инструментальных исследований в эксплуатационном и контрольном фондах скважин: промыслово-геофизическими (ПГИ) и гидродинамическими (ГДИС) исследованиями, а также межскважинной диагностикой (микросейсмика, вертикальное сейсмическое прослушивание (ВСП), гидропрослушивание, индикаторные исследования фильтрационных потоков и др.), которые в симбиозе с построением корректно настроенной гидродинамической модели (ГДМ) резервуара должны в течение всего периода жизни месторождения давать ответы на вопросы:

- организации систем разбуривания и заканчивания скважин,
- системы поддержания пластового давления (ППД),
- оптимальных режимов эксплуатации скважин,
- эффективных мероприятий по интенсификации добычи,
- борьбы с обводнением пластов,
- устранения межпластовых перетоков (непроизводительной закачки) и др.

Без инструментального контроля разработки и мониторинга добычи все операционные геолого-технологические мероприятия (ГТМ) на месторождении будут малоэффективны, и чем сложнее объект разработки, тем меньше станет в итоге степень эффективности его разработки без применения промысловой и геофизической инструментальной диагностики (какой бы формальный уровень «математической цифровизации» при этом ни достигался). Очевидно, что ничего не измеряя, невозможно все заранее узнать о сложном

многофункциональном объекте или организме.

Авторы в глобальном плане выделяют три уровня сопровождения месторождений углеводородного сырья (УВС) методами и средствами скважинной диагностики, традиционно называемыми «методами и технологиями промыслово-геофизического контроля (ПГК)»:

1. «Диагностический» уровень – полноценное комплексное сопровождение методами промысловой диагностики согласно требованиям нормативно-методических и руководящих документов РФ, ГДИС, ПГИ, ГИС, PVT, межскважинными исследованиями объектов разведочного и эксплуатационного бурения, особенно детальное на стадии опытно-промышленной эксплуатации залежей, а также при разработке активов на всех четырех стадиях, включая даже этап ликвидации скважин. Подчеркнем, что в современных условиях наблюдается переход от проведения разовых промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин к долговременному перманентному (on-line) мониторингу стационарными дистанционными скважинными измерительными системами, так называемого «каротажа в процессе разработки» [1].

2. «Реанимационный» уровень – использование известных методов и технологий ПГИ–ГДИС исключительно для восстановления продуктивности вышедших из эксплуатации скважин или с целью «реновации» разработки отдельных пластов и залежей, на которых выработка начально-извлекаемых запасов (НИЗ) по факту еще далека от проектных показателей.

3. «Паталогоанатомический» уровень – применение преимущественно архивных данных исследований ПГК (реже – программ специальных исследований для досрочно выбывших из разработки пластов и месторождений) с целью анализа причин безвозвратных потерь НИЗ УВС. После прохождения месторождением «точки невозврата», потенциально не вырабатываемые запасы УВС могут достигать от 10 до 80% от НИЗ – в зависимости от «жесткости» требований принятой в конкретной компании-операторе «новой экономической политики (НЭП)». Под термином «НЭП» подразумеваются условия, когда промыслово-геологическая служба актива ориентирована не на выполнение проектных показателей разработки (коэффициентов извлечения нефти и газа – КИН и КИГ) или хотя бы проектных годовых планов добычи УВС, а исключительно инвестиционных финансовых показателей КРІ¹ – например, в соответствии с распространяемой в последнее время в нефтегазодобывающих компаниях методологией оценки ценности информации «Value of Information (VOI)». VOI – совершенно надуманная и полностью дискредитировавшая себя методология в определении инвестиционной целесообразности применительно к мало-затратным системным исследованиям ПГИ, ГДИС и др. Этот методологический принцип находится в антагонистическом противоречии с обязательствами самих нефтегазодобывающих компаний выполнять лицензионные требования по сопровождению переданных им в операционную разработку месторождений

¹ Термин КРІ («Key Performance Indicator») обозначает «ключевой показатель деятельности», который призван фиксировать то, насколько в краткосрочной перспективе эффективно достигаются цели финансовой инвестиции в проект.

полноценными скважинными диагностическими исследованиями с узаконенными охватом и периодичностью. Последние определены действующими нормативными документами Роснедр [2–3].

Имея многолетний экспертный и производственный опыт в области анализа скважинных исследований ПГИ–ГДИС–ГИС по многим нефтегазодобывающим компаниям, авторы систематизировали ряд основных причин, приводящих к негативной разработке и выработке месторождений, к потере нефтегазодобывающими компаниями значительной части своих НИЗ. По ряду крупных месторождений углеводородов такие «скрытые от глаз» безвозвратные потери объективно уже достигли десятков миллионов тонн в эквиваленте жидких УВ. В действующих по этим активам проектных документах без должного анализа материалов ПГК достаточно сложно обнаружить масштабные потери, так как они обычно «спрятаны» за цифрами будущего, якобы планируемого, масштабного добуривания пластов и еще под маркой будущей эффективной разработки объектов в последующие сто и более лет...

Любой мало-мальски компетентный в нефтегазовой инженерии эксперт, тем не менее, отдает себе отчет, что без каких-либо будущих «фантастических» технологий нефтедобычи или без тотального, разорительного для нефтяных компаний, даже в условиях действующих льгот, применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) эти УВ извлечь уже совершенно невозможно, в результате последовавших и накапливаемых затем поколениями главных геологов системных ошибок при разработке залежей в отрыве от результатов исследований и анализов ПГК, хотя на стадии начала разработки рассматриваемых месторождений показатели по добыче и выработке НИЗ были более чем реальными.

Ниже авторы предлагают кратко, с учетом статистики ПГК, разобрать ряд «типовых» примеров нефтяных месторождений, где безвозвратные потери по НИЗ особенно очевидны.

Причины, вызывающие безвозвратные потери начально-извлекаемых запасов по статистике промыслово-геофизического контроля

Пример «I»

Краткая характеристика место-рождения: за 40 лет имеет место 85%-ный отбор от НИЗ, равных 115 млн т нефти, всего пробурено около 2 тыс. скважин, проектный КИН = 0,36; накопленная компенсация – 110%, обводненность – более 98%, толщины коллектора резко неоднородны по фильтрационно-емкостным свойствам, поровое пространство толщин по результатам ртутной порометрии также характеризуется большим разбросом в распределении размеров пор.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто более 10% от НИЗ, т.е. половина от текущих остатков НИЗ и остаточно-извлекаемых запасов (ОИЗ).

Причины:

1) применение экономически не рентабельных методов увеличения нефтеотдачи (объемных прокачек по технологии Alkaline/Surfactant/Polymer (ASP) – щелочь, ПАВ, полимер);

2) бурение новых – горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) – не эффективно. На рассматриваемом активе эти ГТМ уже неоднократно применялись на основе

рекомендаций расчетов 3D ГДМ. ГС и БГС обычно вводятся с обводненностью продукции >85%);

3) остаточные запасы нефти, по мнению авторов, в силу специфики неоднородности коллектора (рис. 1) и применявшейся на этапе ввода системы ППД крайне «агрессивной», на предельных уровнях репрессии, закачки в итоге практически не локализованы в целиках, а «дисперсно распылены» в самом поровом пространстве нефтеносных толщин, что очень типично для многих валанжинских отложений Западной Сибири. Единственный действенный метод по доработке ОИЗ – длительная непрерывная промывка пластов с применением мощного насосного оборудования на предельно возможной депрессии, однако, и у этого подхода есть «порог рентабельности», после чего упомянутая выше методика оценки целесообразности инвестиций (VOI) просто сама по себе «отменяет» дальнейшее применение указанного, фактически безальтернативного, технологического способа довыработки ОИЗ.

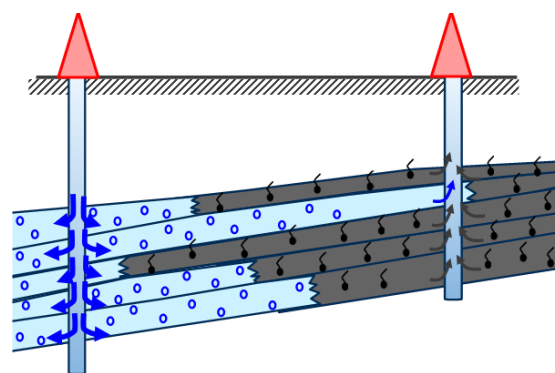


Рис. 1. Неравномерное обводнение неоднородного коллектора нагнетательными скважинами (по толщинам и по структуре порового пространства) – за счет «экстра интенсивного» начального заводнения толщин при вводе скважин в ППД

По действующему проекту предполагается повышать текущий КИН за счет увеличения коэффициента охвата $K_{охв}$ (до 0,81), хотя на самом деле исследованиями не подтверждено достижение даже проектного коэффициента вытеснения $K_{выт}$ (0,44) – прямых скважинных исследований с целью оценки текущей (и тем более остаточной) нефтегазонасыщенности $K_{н-тек(ост)}$ на объекте не проводилось, а цифровая гидродинамическая модель объекта в итоге оказалась абсолютно недостоверной, выполняемые по ней ГТМ не подтверждают расчетных эффектов, так как ГДМ никогда не была элементарно адаптирована или хотя бы подвергнута экспертизе по имеющимся в распоряжении промысла результатам исследований инструментального контроля (методов ПГИ–ГДИС).

В результате, безвозвратные потери из-за неэффективной выработки пластов нефти усугубляются для оператора актива еще и серьезными потерями вследствие неэффективного бурения.

Пример «II»

Краткая характеристика месторождения: за 40 лет выработка нефти от НИЗ по факту составила примерно 46%, основной объект с 80%-ной накопленной добычей (пробурено порядка 2 тыс. скважин) характеризуется степенью отбора от НИЗ в 53%, текущий КИН = 0,2 при проектном КИН = 0,38), накопленная компенсация – 126%, средняя обводненность продукции – 84%. В последние годы проводилось активное добуривание горизонтальных скважин, однако, средние дебиты нефти в новых ГС реально были в 2,5 раза ниже расчетных.

Независимые от авторов эксперты по разработке оценивают прогнозный КИН (по 4-м разным методикам в среднем) на уровне 0,28, т.е. признают объемы безвозвратных потерь НИЗ – 35 млн т нефти.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: по результатам анализа ПГК предположительно не будет добыто более 45 млн т нефти от начально-извлекаемых запасов – первоначальная оценка НИЗ составляла 145 млн т.

Причины:

1) неэффективно сформированная система ППД, в дальнейшем еще и значительно осложненная вследствие постоянного необоснованного роста удельных объемов закачки, с большой долей непроизводительной закачки посредством заколонной циркуляции (ЗКЦ) в соседние горизонты (рис. 2);

2) соответственно, изложенное в п. 1 стало основной причиной последующего малоэффективного вытеснения нефти из разрабатываемого пласта (механизмы здесь аналогичны тем, что описаны выше в примере месторождения «I», но фактор гидродинамической связи с соседними пластами путем заколонной циркуляции и по протяженным трещинам «автогидроразрыва» пласта («автоГРП»²) – определяющий).

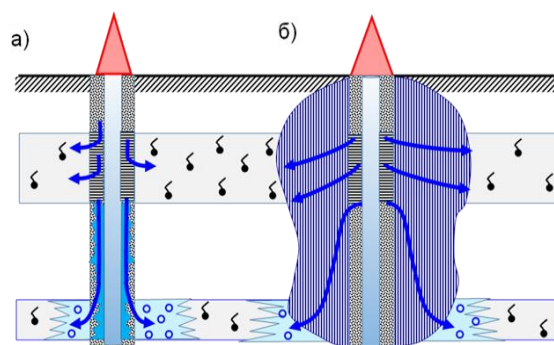


Рис. 2. Обводнение коллектора вследствие перетока: а – по негерметичному заколонному пространству ЗКЦ; б – по трещине «автогидроразрыва» пласта

² Под «авто-ГРП» подразумевается незапланированное увеличение проницаемости прискважинной зоны ввиду раскрытия существующих трещин или образования новых при больших объемах закачиваемых флюидов в скважину.

Пример «III»

Краткая характеристика месторождения: за 35 лет отбор от НИЗ составил менее 50%, вся накопленная добыча – на уровне 40 млн т нефти, на объект было пробурено почти 1,8 тыс. скважин, проектный КИН = 0,33; накопленная компенсация – 130%, обводненность – более 96,5%.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто запланированных 25 млн т нефти от НИЗ.

Причины:

1) агрессивная закачка при ППД в основной объект – в результате образование трещин «автоГРП», ЗКЦ и мощная гидродинамическая связь с соседними пластами, не учитываемая в ГДМ;

2) проблема не только в непроизводительной закачке, когда 50% воды уходит мимо объекта, но и в образовании в соседних пластах искусственно создаваемого аномально высокого пластового давления, что приводит к прорыву воды (заколонная циркуляция) через трещиноватое пространство цементного камня уже в добывающем фонде скважин, а также, что самое неприятное, – к «шунтированию» притоков нефти из основного объекта разработки из-за поступающей в призабойную зону извне воды (рис. 3);

3) к сожалению, оператор актива в итоге так и не решился на фоне падающей добычи месторождения на резкое снижение репрессии, чтобы «схлопнуть» трещины «автоГРП» и тем самым, снизив непроизводительную закачку вовне разрабатываемого объекта, коренным образом повлиять на рост «коэффициента полезного действия» от ППД для самого пласта-коллектора.

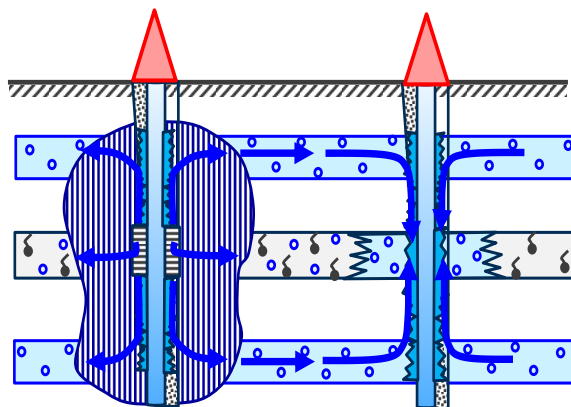


Рис. 3. Взаимодействие пластов, гидродинамически связанных по негерметичному заколонному пространству, по высоте и простирацию трещин «автоГРП»

Пример «IV»

Краткая характеристика месторождения: в настоящее время в эксплуатации находятся только два объекта (из 55), по основной залежи за 10 лет отбор от НИЗ составил 3%, текущий КИН = 0,01, остаточная часть от НИЗ оценивается на уровне 250 млн т, накопленная компенсация – 15%, обводненность – более 50%.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто запланированных от трети до половины ОИЗ.

Причины:

1) недостаточная первоначальная изученность объекта разработки, в частности, непростительный пропуск в разрезе высокопроводящих трещиноватых прослоев;

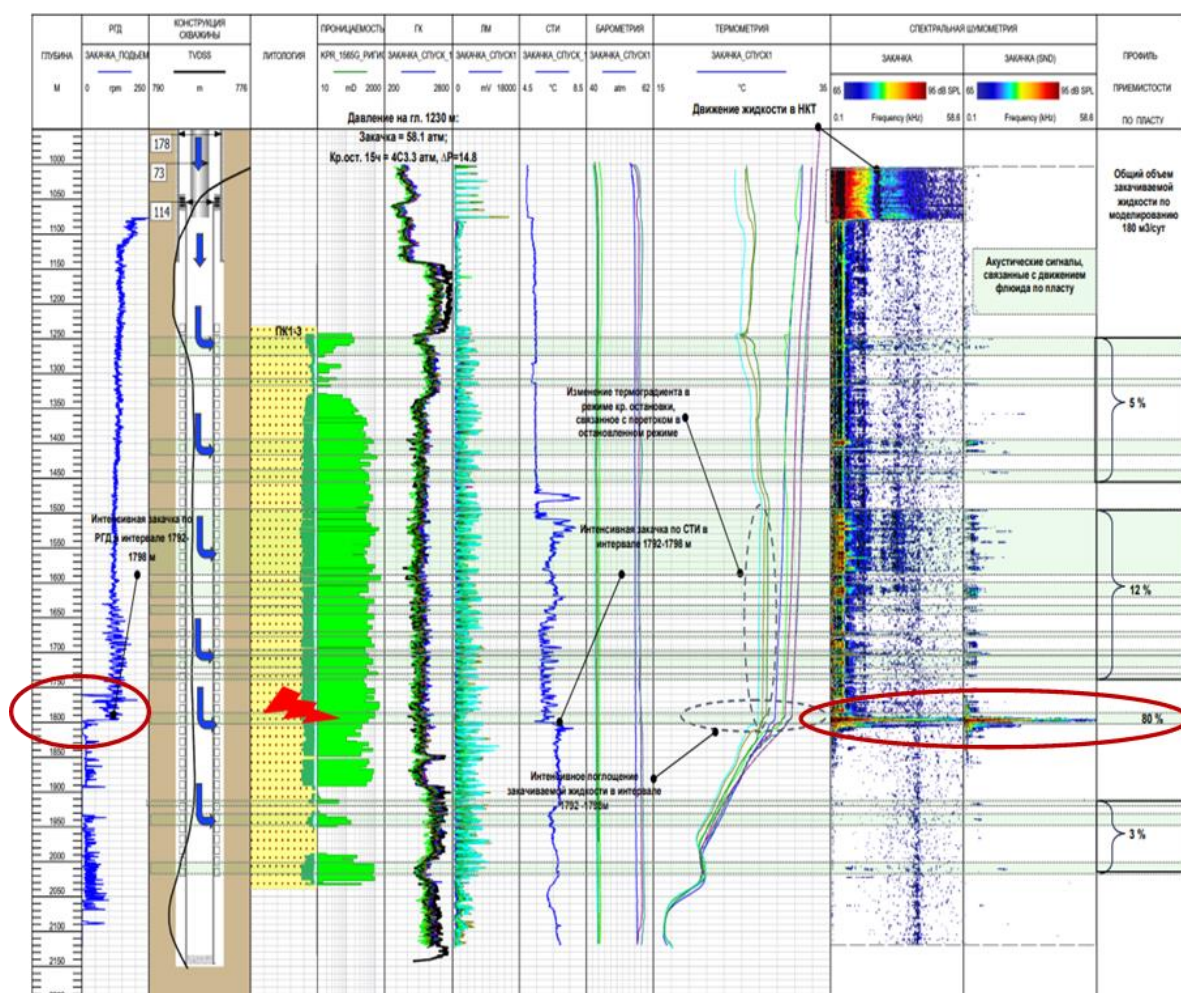
2) неправильный учет рисков при бурении сверхпротяженных стволов ГС. Более оптимальным решением, учитывая изложенное в п. 1, было бы бурение укороченных горизонтальных стволов и изначальное оборудование ГС хвостовиками заканчивания на основе устройств контроля притока «ICD», позволяющих оперативно перекрывать интервалы прорывов воды;

3) значительное отставание во вводе системы ППД, вместо нее максимально долго велось бурение дополнительных скважин – фактически «сгущение сетки»;

4) применение МУН (для борьбы с высокопроводящими трещиноватыми прослоями), что не только не рентабельно, но и, как показал опытно-промышленный эксперимент, не эффективно – существенных изменений профилей притока по ПГИ не зафиксировано.

Пример проблемного влияния высокопроводящих прослоев приведен на рис. 4, где проиллюстрировано, как трансформируется

профиль приемистости, когда в разрезе нагнетательной ГС имеется пластопересечение с трещиноватым участком, которое однозначно идентифицируется по результатам расширенного комплекса методов ПГИ. По показаниям механической и термокондуктивной расходомерии, термометрии и спектральной шумометрии, более 80% поглощения воды в пласт зафиксировано в 2-метровом интервале на отметке 1800 м, причем на фоне распределения проницаемости $K_{пр}$ по ГИС вероятный интервал поглощения изначально не выделялся ввиду своей относительно малой мощности.



Панели планшета (слева направо): колонка глубин, запись механического расходомера (РГД), колонки конструкции, литологии, средние показания абсолютной проницаемости по ГИС, записи гамма каротажа (ГК), локатора муфт (ЛМ), термокондуктивного расходомера (СТИ), барометрии и термометрии на разных режимах работы скважины, спектральной шумометрии (до и после шумоподавления и фильтрации сигналов), итоговый расчетный профиль приемистости

Рис. 4. Пример с определением по ПГИ профиля приемистости воды в добывающей горизонтальной скважине на месторождении «IV»

Пример «V»

Краткая характеристика месторождения: за 35 лет отбор от НИЗ составил только 19% (текущий КИН = 0,06), проектный КИН = 0,36; обводненность – более 92%; остаточные извлекаемые запасы должны составлять не менее 28 млн т нефти.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто более 22 млн т нефти от НИЗ.

Причины:

- 1) длительная отработка основной залежи с уровнями пластового давления, много ниже давления насыщения (рис. 5);
- 2) разработчики длительно использовали фонтанные отборы на истощении залежи и опоздали с организацией ППД;
- 3) большое количество разгазированной фазы УВС просто сожгли на факелах, в результате чего проектный КИН оказался в принципе недостижим (рис. 6).

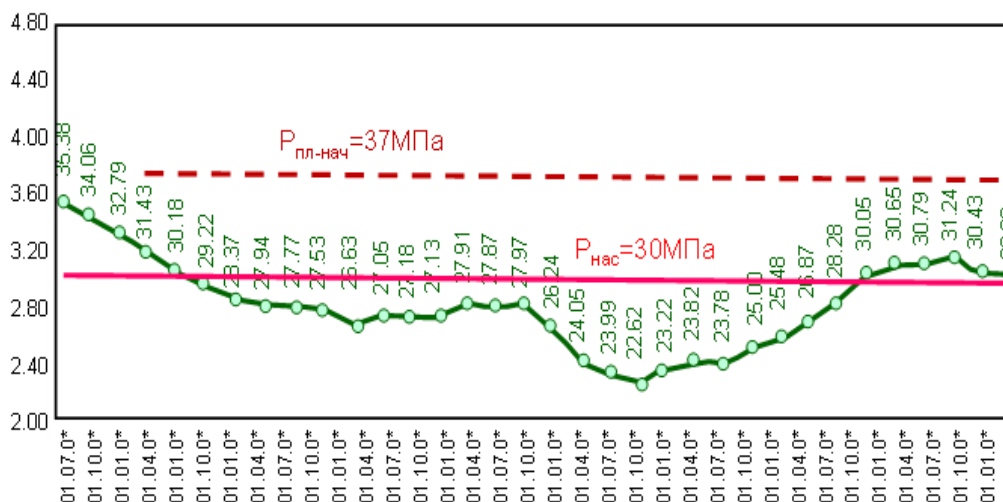


Рис. 5. Характер изменения пластового давления рассматриваемого объекта месторождения «V» в период его эксплуатации в режиме «растворенного газа»

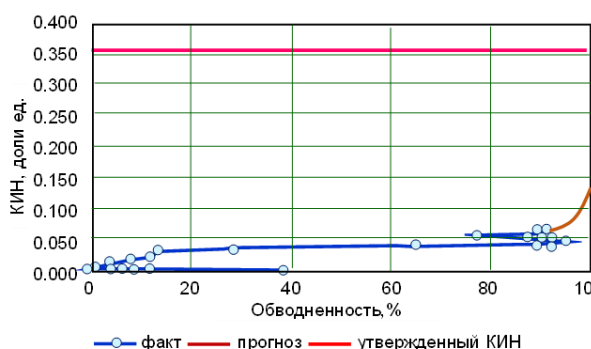


Рис. 6. Выработка запасов нефти на рассматриваемом объекте месторождения «V»

Пример «VI»

Краткая характеристика: месторождение многопластовое – в разработке на

сегодня 28 пластов, 96% от НИЗ, за 20 лет отбор от НИЗ составил 26%, не выработано порядка 41,5 млн т нефти, проектный КИН = 0,3, текущий КИН = 0,08; часть пластов эксплуатируется «совместно-раздельно» – по технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). В целом по месторождению наблюдается отставание ввода системы ППД, но есть и отдельные перекомпенсированные объекты.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто 20–25 млн т нефти от НИЗ.

Проблемы:

1) допускалось разгазирование нефти в пласте, при давлении насыщения в 31,7 МПа среднее пластовое давление падало до 31,3 МПа;

2) часть пластов с резко различающимися фильтрационно-емкостными свойствами неправомерно объединялись в общую систему ОРЭ;

3) перекомпенсация отдельных пластов привела к массовым ЗКЦ;

4) имели место случаи неравномерного вытеснения УВС при ППД, преимущественно «язычковое» внедрение вод по толщинам.

Таким образом, в данном примере месторождения можно увидеть практически все те причины, которые авторы рассмотрели выше на примерах месторождений I–V (рис. 7).

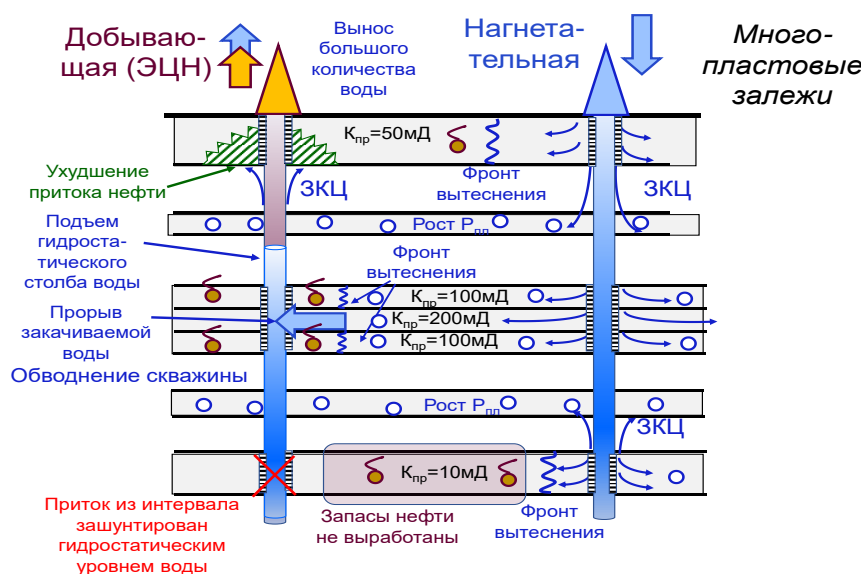


Рис. 7. Типовые проблемы, возникающие при разработке нескольких нефтяных пластов единой сеткой скважин без использования должного технологического обеспечения

**Технологический инструментарий
промыслово-геофизического
контроля, используемый для
обоснования заключений
«патологоанатомического вскрытия»
месторождений углеводородов**

Далее рассмотрим вопросы, какими методами, технологиями анализа и методиками пользовались авторы, чтобы сформировать свои прогнозные заключения об уровнях потеранных объемов начально-извлекаемых запасов УВС для приведенных выше примеров, и то, что эти остаточно-извлекаемые запасы «безвозвратно потеряны» для

страны при современном уровне технологического развития нефтегазодобычи в РФ при условиях реально действующих в отрасли налоговых законов и экономической политики государства.

В табл. 1 обозначен общий концепт, применявшийся при выполнении комплексных экспресс-анализов результатов использования средств инструментального и виртуального промыслово-геофизического контроля. Более обстоятельно данные вопросы рассмотрены авторами в их трудах [4–6].

Таблица 1

**Матрица данных, технологий и задач, составляющих целевую суть
промыслово-геофизического контроля**

Результаты исследований	Решаемые задачи ПГК	Динамический анализ: история разработки + ПГИ-ГДИС = состояние выработки + гидродинамическая связь пластов	Адаптация 2-3D ГДМ для обоснования целевых ГТМ
ГИС-кern и ЯМК в пилотах ГС; ИНК-С/О; ДЭК; ИПК(MDT) – по отбору пластовых проб	Оценки текущей и остаточной нефтегазонасыщенности толщин пласта	Независимые от ГДМ оценки состояния выработки залежей, поиск целиков и толщин с ОИЗ	Настройка и обязательная экспертиза ГДМ
ГДИС(РТА); Decline Analyze (RTA); ИПТ и ИПК (по задачам ГДИС и РVT)	Фильтрационные и энергетические параметры ближней и дальней зоны пласта	Динамический анализ по энергетике объекта ($P_{пл}$), построение 2-3D распределений (кубов) $K_{пр}$ с учетом скин-фактора	Обязательное использование для настройки и адаптации цифровых 2-3D ГДМ, что позволяет применять их в качестве ПДГТМ и для обоснования и расчетов эффективности ГТМ в отдельных скважинах
ПГИ(PLT) комплексы (вкл. спектральную шумометрию, методы оценки технического состояния стволов и пр.)	Профили и состав притока (приемистости), перетоки, тех. состояние ствола, трещины ГРП и др.	Оценка характера выработки (заводнения) пластов, обоснование оптимальных режимов эксплуатации, контроль технического состояния скважин	
СИИС точечные и распределенные (в ГС)	То же в режиме «on-line»	Мониторинг выработки интервалов и пластов во времени эксплуатации (настройка ПДГТМ)	
Многоцелевые межскважинные исследования	Высокопроводящие каналы, барьеры	Уточнение каналов тока, влияния трещин и пр.	Уточнение ГМ, дополнительная настройка ГДМ
Нестандартные активные технологии ПГК	Все перечисленные выше задачи	Дополненный динамический анализ	Экспертиза ГДМ, оценки эффективности ГТМ
Сокращения: ЯМК – ядерно-магнитный каротаж, ДЭК – дивергентный электрокаротаж в колонне, ИНК-С/О – импульсный нейтронный каротаж с модификацией углеродно-кислородного каротажа, ИПК и ИПТ – испытатели пластов на кабеле и трубах, СИИС – перманентные дистанционные стационарные информационно-измерительные системы, ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения, ГМ – цифровая геологическая модель резервуара			

Отдельно следует рассмотреть особенности использования методов и технологий ПГК применительно к системам горизонтального заканчивания

месторождений, так как в последние годы данные подходы в бурении, в организации ППД и в заканчивании скважин в России преобладают.

**Особенности решения задач
промыслового геофизического
контроля разработки в условиях
горизонтального заканчивания
скважин**

Основные решаемые задачи ПГК в условиях ГС, включая направление дистанционного перманентного распределенного мониторинга на основе СИИС:

1. Уточнение гидродинамических моделей резервуаров. Как правило, пласты при заканчивании ГС, ГС с многостадийным ГРП и многоствольные скважины (МСС) вырабатываются достаточно неравномерно, причем, практика показывает, что характер изменений профилей притока часто непредсказуемо динамичен, что объективно должно учитываться в цифровых фильтрационных моделях ГДМ.

2. Выявление допущенных ошибок бурения и заканчивания. Нередки случаи, когда исследования ПГИ с ГДИС в ГС и МСС оперативно объясняют причины снижения проектной продуктивности: ошибки, заложенные в ГМ; неудачная траектория пробуренного ствола; некачественное проведение ГРП в отдельных стадиях; технологические нарушения (к примеру, из-за негерметичности пакеров) в компоновках заканчивания ГС; влияние на характеристики «горизонтального лифта» выбросов проппанта, скоплений шлама, «сифонов» с водой в стволе и т.п. – все это дает возможность, как минимум, избегать проблем при строительстве новых скважин.

3. Определение интервалов и интенсивности узконаправленных прорывов воды/газа (например, из-за влияния первоначально «пропущенных» в разрезе пласта высокопроводящих трещиноватых прослоев), которые можно физически изолировать, закрыв нужный порт или поставив в трубе «пластырь», или отрегулировать в соседней нагнетательной

скважине уровень закачки, т.е. оптимизировать распределение по профилю приемистости таким образом, чтобы снизить влияние от «кинжального» прорыва воды.

4. Дополнительное обоснование предпочтительного режима эксплуатации в случае проведения замеров при работе скважин на разных режимах, т.е. при разных дебитах или расходах закачки, с точки зрения достижения «равномерности» профилей притока/приемистости, а значит, и для обеспечения оптимальной выработки запасов в пласте по площади дренирования ГС.

Помимо решения перечисленных выше «традиционных» задач комплексы ПГК (ПГИ+ГДИС) эффективно применяются в ГС для аудита и оценки достоверности систем удаленного динамического мониторинга (например, маркерных), для проверки дизайнов и геомеханических расчетов трещин многостадийных ГРП, для оценки степени эффективности проведенных ГТМ, включая высокотехнологичные.

Заключение

1. В настоящее время «новая экономическая политика» с методологией VOI, активно продвигаемая бизнесом в качестве краткосрочного показателя эффективности финансовых инвестиций в отрасли, своими подходами по организации промыслового, гидродинамического, межскважинного и геофизического контроля разработки месторождений нефти и газа лишает производителей возможности обеспечивать необходимые охват и периодичность диагностических исследований, вести системный площадной и динамический анализ этих данных, проводить адаптацию гидродинамических моделей и тем самым обосновывать оптимальные управляющие решения по объекту разработки/залежи/месторождению в средне- и долгосрочной перспективе.

2. В итоге ситуация с «безвозвратными потерями» УВС – недостижением проектных КИН/КИГ и уровней выработки начально-извлекаемых запасов – только усугубляется.

3. Методология VOI при предварительной оценке отдачи от инвестиций в разовые ГТМ для методов ПГИ и ГДИС перечеркивает потенциал промыслово-геофизического инструментального контроля как метода системного анализа и оптимизации разработки залежей УВС. Данный подход должен использоваться только для ранжирования скважин-кандидатов на ремонтно-восстановительные работы, т.е. при отборе первоочередных объектов и исключении скважин, заведомо неэффективных для проведения исследований и самих ГТМ.

4. Инструментальный промыслово-геофизический контроль в настоящее время, к сожалению авторов, активно замещается непрофессиональными цифровыми решениями, что в итоге дискредитирует его значимость, извращает суть и приводит к недостоверным выводам.

Литература

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 795 с.
2. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Минэнерго РФ, 2001. 271 с.
3. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго РФ, 2002. 75 с.
4. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 780 с.
5. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
6. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Том 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 780 с.

Рекомендации авторов:

1. Необходимо вернуть инструментальным промысловым, гидродинамическим и геофизическим исследованиям ПГК статус «диагностических», обязательных для сопровождения разработки месторождений нефти и газа – через более «жесткий» контроль обновленных регламентных требований со стороны государственных органов Российской Федерации.

2. Требуется разработать и принять взамен VOI, как составляющей части всей НЭП, альтернативную экономическую методологию оценки эффективности скважинных исследований, включая ПГК, – на основе принципов системного анализа и применения информации по контролю разработки и мониторингу добычи для оптимизации разработки всего месторождения, что в итоге поможет снижению объемов безвозвратных потерь НИЗ в процессе разработки новых месторождений УВС.

Problems of field development control in the context of the “new economic policy”

A.I. Ipatov*, M.I. Kremenetsky

National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

E-mail: *8520aii@gmail.com

Abstract. Recent years in the domestic oil and gas production have been marked not only by trends towards the total digitalization of production processes, the introduction of high-tech equipment and the active entry of oil production companies into the development of fields with hard-to-recover hydrocarbon reserves, but also general trend associated with a radical change in the investment policy of operating companies. At the forefront of the majority of developers of domestic oil and gas, assets were the requirements for intensifying the return on financial investments in projects for the development and production of hydrocarbon resources. This factor was the reason for the authors to talk about the beginning of the era of the “new economic policy” in the oil and gas industry, which, unfortunately, cannot but affect the quality of operational processes and the degree of development of initially recoverable hydrocarbons.

The authors examine several typical large oil fields, where a decrease in investment in diagnostics in the medium term preordained significant failures in the efficiency of the development of deposits and the inevitable losses in the residual volumes of recoverable hydrocarbon reserves.

Keywords: field development surveillance, production logging and well testing, oil recovery factor, initial recoverable and remaining recoverable reserves, reservoir pressure maintenance, reservoir simulation models, dual string production, hydraulic fracturing.

Citation: *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Problems of field development control in the context of the “new economic policy” // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 87–99. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art6> (In Russ.).*

References

1. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Stationary hydrodynamic and geophysical monitoring of oil and gas field development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2018. 796 p. (In Russ.).*
2. RD 153-39.0-072-01. Technical instructions for conducting geophysical research and work with wireline equipment in oil and gas wells. Moscow: Ministry of Energy, 2001. 271 p. (In Russ.).
3. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical surveys of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy, 2002. 75 p. (In Russ.).
4. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits. Moscow; Izhevsk: R&C Dynamics, 2005. 780 p. (In Russ.).*
5. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information support and technologies for hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2012. 894 p. (In Russ.).*
6. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields. Vol. 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 780 p. (In Russ.).*